Groupe de travail États-Unis–Canada
sur la panne de courant

Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada

Causes et recommandations

Canada

avril 2004

104-07246 /

Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant

Canada

Le 31 mars 2004

Monsieur le Président et Monsieur le Premier Ministre,

Nous sommes heureux de déposer le Rapport final du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant. Conformément au mandat que vous lui avez confié, le Groupe de travail a réalisé une enquête approfondie sur les causes de la panne du 14 août 2003 et a élaboré des recommandations visant à réduire au minimum la possibilité et l'envergure de nouvelles pannes.

Le rapport établit clairement que cette panne aurait pu être évitée et précise que les États-Unis et le Canada doivent prendre des mesures immédiates pour accroître la fiabilité de notre réseau électrique. Ils doivent d'abord et avant tout rendre obligatoire le respect des normes et règles de fiabilité et imposer des sanctions sévères en cas de non-conformité.

Nous nous attendons à ce que nos deux pays poursuivent leur étroite collaboration pour la la mise en œuvre des recommandations du présent rapport. Le défaut de donner suite aux recommandations menacerait la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, qui est un élément crucial pour la sécurité économique, énergétique et nationale de nos pays.

Tout au long de l'exécution de son mandat, le Groupe de travail a démontré à quel point les gouvernements des États-Unis et du Canada ont su collaborer étroitement et efficacement. Il en sera de même pendant la mise en œuvre des recommandations du Rapport final. Par ailleurs, nous entendons également collaborer avec le Congrès, le Parlement, les États, les provinces et les divers intervenants en vue d'assurer la solidité et la fiabilité du réseau électrique nord-américain.

Nous aimerions remercier tout particulièrement les membres du Groupe de travail et de leurs Sous-groupes pour leurs efforts soutenus et le soutien apporté pendant le déroulement de l'enquête sur la panne et la préparation du Rapport final. Toutes les personnes qui ont participé à la démarche ont fourni un apport précieux. Nous sommes confiants que les recommandations énoncées dans ce rapport se traduiront par une amélioration du service électrique offert aux citoyens et aux citoyennes de nos deux pays.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président et Monsieur le Premier Ministre, l'expression de nos sentiments les plus distingués.

Secrétaire de l'Énergie des États-Unis

Ministre de Ressources naturelles Canada

Table des matières

1. Introduction 1

2. Aperçu du réseau électrique nord-américain et de ses organismes de fiabilité 5
Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions 5
La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique 6
Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord 10
Principales parties touchées avant la cascade de pannes du 14 août 13

3. Causes de la panne et dérogations aux normes du NERC 17
Résumé 17
Les causes de la panne en Ohio 17
Liens de causes à faiblesses particulières 17
Questions d'ordre institutionnel 21

4. Contexte et conditions préalables – État du réseau électrique du Nord-Est avant le début de la panne 25
Résumé 25
Demande d'électricité le 14 août 27
Installations de production non disponibles le 14 août 28
Pannes imprévues de transport et de production le 14 août 29
Paramètres clés pour la région de Cleveland-Akron à 15 h 05 HAE 30
Profils de propagation du courant 31
Tensions et critères de conformité 34
Événements antérieurs et études d'adéquation du système 41
Analyse modelisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 05 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin de FE 44
Fréquence réseau 47
Conclusion 48

5. Comment et pourquoi la panne a commencé en Ohio 51
Sommaire 51
Organisation du chapitre 51
Étape 1 : Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14 HAE 51
Étape 2 : Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 5 HAE 56
Étape 3 : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques : 15 h 5 à 15 h 57 HAE 65
Étape 4 : Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 H 39 à 16 h 8 HAE 76

6. Propagation en cascade de la panne 83
Étape 5 : Cascade d'événements sur le réseau de transport à 345 kV dans le nord de l'Ohio et le centre-sud du Michigan 86
Étape 6 : La cascade intégrale 93
Étape 7 : 16 h 10 min 46 s à 16 h 12 min HAE : de nombreuses enclaves se forment dans le nord-est des États-Unis et au Canada 103
Étape 7 : Événements clés 110
Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée 104
Délestage pour sous-fréquence et délestage en cas de sous-tension 105
Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit 106

7. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures en Amérique du Nord 117
Caractéristiques et fréquence des pannes de courant 117
Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes 118
Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures 121
Comparaison avec la panne du 14 août 2003 125

8. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant 127
Introduction 127
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain 128
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien 139
Point de vue des organismes de réglementation nucléaire sur les modifications au réseau 148

9. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne 149
Sommaire et premières constatations 149
Mandat et portée du sous-groupe sur la sécurité 150
Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité 151
Recueil et analyse de renseignements 151
Chronologie des événements à caractère cybernétique 155

10. Recommandations visant à prévenir de nouvelles pannes et à en réduire au minimum l'envergure 157
Introduction 157
Recommandations 158
Groupe I : Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité 158
Groupe II : Appui et renforcement des mesures du NERC du 10 février 2004 169
Groupe III : Sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord 185
Groupe IV : Mesures à prendre pour améliorer la performance en matière de fiabilité du secteur nucléaire canadien 192

Annexes
A Membres du Groupe de travail États-Unis–Canada sur la panne de courant et de ses trois sous-groupes 199
B Description de l'enquête sur la panne de courant et du processus d'élaboration des recommandations 203
C Liste des intervenants 213
D Panne du 14 août 2003 : Recommandations du NERC visant à prévenir et à atténuer les incidences d'autres pannes en cascade 217
E Liste de sigles d'électricité 231
F Glossaire des termes d'électricité 233
G Lettres de transmission des trois Sous-groupes 243

Tableaux

4.1 Génératrices non disponibles le 14 août
4.2 Point de référence entre le modèle de transit de puissance et des données réelles 31
4.3 Comparaison des gammes de tension admises (les données sont en pourcentages) 36
7.1 Évolution des conditions portant sur la fiabilité du réseau 118
8.1 Heures d'arrêt des centrales américaines 133
8.2 Résumé des événements survenus dans les centrales américaines 138
8.3 Résumé des mises hors service des centrales nucléaires canadiennes 147

Figures

2.1 Structure de base du réseau électrique 5
2.2 Carte des interconnexions 6
2.3 Diagramme de charge de PJM les 18-24 août 2003 7
2.4 Gammes de fréquence normales et anormales 7
2.5 Les régions du NERC 12
2.6 Zones de contrôle et régions du NERC 12
2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC 13
2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les états voisins 14
4.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des États-Unis et l'est du Canada 27
4.2 Sous-estimation de la demande d'électricité, du 11 au 14 août 27
4.3 Puissance de sortie, en MW et en Mvar, de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août 30
4.4 Production, demande et mouvements interrégionaux de courant le 14 août à 15 h 05 HAE 32
4.5 Importations et exportations planifiées de courant dans la région nord-est centrale, du 1er juin au 13 août 2003 32
4.6 Effet des transactions de puissance sur la charge des lignes d'importance vitale le 14 août 2003 33
4.7 Profils des tensions réelles dans la région de l'Ohio avant le 14 août, et le 14 août 2003 37
4.8 Réserves de puissance réactive en périphérie de l'Ohio le 14 août 2003, pour des génératrices caractéristiques de la région 40
4.9 Conséquences de la perte de la centrale Perry sur les tensions critiques et les réserves de puissance réactive – Analyses V-Q 46
4.10 Effet de la chute de la centrale Perry sur la stabilité de la tension réseau dans la région de Cleveland-Akron 46
4.11 Fréquence réseau le 14 août 2003 jusqu'à 16 h 09 HAE 47
4.12 Fréquence dans l'Interconnexion de l'Est pour le mois d'août 2003 48
5.1 Chronologie du début de la panne en Ohio 52
5.2 Chronologie de l'étape 1 53
5.3 Emplacement d'Eastlake 5 55
5.4 Chronologie de l'étape 2 59
5.5 Débits de puissance dans les lignes à 345 kV de FirstEnergy 64
5.6 Tensions sur les lignes à 345 kV de FirstEnergy : Répercussions sur les pannes de lignes 64
5.7 Chronologie de l'étape 3 65
5.8 La ligne à 345 kV Harding-Chamberlin 68
5.9 La ligne à 345 kV Hanna-Jupiter 70
5.10 La cause de la panne de la ligne Hanna-Jupiter 70
5.11 La ligne 345 kV Star-South Canton 71
5.12 Incidence cumulative des pannes successives sur les charges des lignes à 345 kV 72
5.13 Chronologie de l'étape 4 77
5.14 Tensions sur les lignes à 138 kV de FirstEnergy : Répercussions sur les pannes de lignes 77
5.15 Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV 79
6.1 Taux de lignes et de génératrices mises hors circuit lors de la cascade 84
6.2 Zone touchée par la panne 86
6.3 Déclenchement de la ligne à 345 kV Sammis-Star à 16 h 5 min 57 s HAE 87
6.4 Déclenchement de la ligne à 345 kV Sammis-Star 87
6.5 Transits de puissance en direction du Michigan 88

6.6 Déclenchement de lignes à 345 kV en Ohio, de 16 h 8 min 59 s à 16 h 9 min 7 s HAE 88
6.7 Transits de puissance New York–Ontario mesurés à Niagara Falls 91
6.8 La première oscillation de puissance a des impacts différents sur le réseau 91
6.9 Déclenchement des relais de zone 3 (et des relais de zone 2 fonctionnant comme des relais de zone 3) le 14 août 92
6.10 Mise hors circuit de centrales au Michigan en en Ohio 93
6.11 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : mise hors circuit de génératrices et de lignes de transport au Michigan 94
6.12 Flux de courant de la ligne Ontario–Michigan à 230 kV Keith-Waterman 95
6.13 Charges simulées de la ligne à 345 kV entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min 38,4 s HAE 95
6.14 Charges simulées aux interfaces régionales entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min 38,4 s HAE 95
6.15 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : panne de lignes au Michigan et détachement de l'Ohio de la Pennsylvanie 97
6.16 Puissance active et réactive et tension du courant venant de l'Ontario et arrivant au Michigan 97
6.17 Puissance et fréquence mesurées aux interfaces régionales entre 16 h 10 min 30 s et 16 h 11 min 0 s HAE, avec les principaux événements de la cascade 98
6.18 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 46 s HAE : formation de l'enclave de Cleveland et Toledo 100
6.19 Génératrices sous contrainte à Detroit, selon les indications des enregistreurs PSDR de Keith 100
6.20 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : rupture de la liaison entre l'ouest de la Pennsylvanie et l'État de New York 101
6.21 16 h 10 min 45 s : le nord-est se sépare de l'Interconnexion de l'Est 102
6.22 Les lignes de jonction entre PJM et l'État de New York se déconnectent 102
6.23 L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment 103
6.24 Génératrices qui se sont arrêtées, par heure et par cause 108
6.25 Séquence des événements dans une grande génératrice pendant la cascade 109
6.26 Valeurs mesurées de la propagation du courant et des fréquences aux interfaces régionales, entre 16 h 10 min 45 s et 16 h 11 min 30 s HAE, y compris les événements clés de la cascade 110
6.27 Séparation de fréquence entre l'Ontario et l'ouest de l'État de New York 112
6.28 Enclaves électriques, telles qu'elles apparaissent sur le graphique des fréquences 114
6.29 Zone touchée par la panne 114
6.30 Propagation en cascade de la panne 115
7.1 Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997 117

1. Introduction

Le 14 août 2003, une panne d'électricité a frappé les régions centrale et nord-est des Etats-Unis, ainsi qu'une partie de l'Ontario, au Canada. La panne a touché quelque 50 millions de personnes et entraîné la perte de 61 800 MW d'électricité. Huit États américains (Ohio, Michigan, Pennsylvanie, New York, Vermont, Massachusetts, Connecticut et New Jersey), ainsi que la province canadienne de l'Ontario, ont été atteints. La perturbation a débuté quelques minutes après 16 heures, heure avancée de l'Est (HAE), et le courant n'a été rétabli que quatre jours plus tard dans certaines parties des États-Unis. Certaines zones de l'Ontario ont connu des pannes consécutives pendant plus d'une semaine avant que la situation revienne entièrement à la normale. La panne a coûté entre 4 et 10 milliards de dollars américains aux États-Unis[1]. Le produit intérieur brut canadien a baissé de 0,7 % en août, et il ya eu une perte nette de 18,9 million d'heures de travail. L'expédition de produits de manufacture a baissé de 2,3 milliards de dollars canadiens.[2]

Le 15 août, le président Bush et le premier ministre du moment Jean Chrétien ont ordonné la création du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant afin d'enquêter sur les causes de la panne et les moyens de réduire la possibilité de nouvelles pannes. Ils ont nommé le secrétaire américain à l'Énergie, Spencer Abraham, et le ministre canadien des Ressources naturelles, Herb Dhaliwal, coprésidents du Groupe de travail. (M. Dhaliwal a plus tard été remplacé par M. John Efford à titre de ministre des Ressources naturelles et co-président du Groupe de travail.) Trois autres représentants des États-Unis et du Canada ont été nommés membres du Groupe de travail. Pour les États-Unis, il s'agit de Tom Ridge, secrétaire à la Homeland Security, de Pat Wood III, président de la Federal Energy Regulatory Commission, et de Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission. Le Canada y est représenté par vice-premier-ministre John Manley (remplacé plus tard par Mme Anne McLellan à titre de vice-première ministre), Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie et Linda J. Keen, présidente et première dirigeante de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le Groupe a réparti ses travaux en deux phases :

- Phase I : Enquête sur la panne pour en déterminer les causes et les raisons pour lesquelles elle n'a pu être circonscrite.
- Phase II : Formulation de recommandations pour réduire la possibilité de nouvelles pannes et en limiter l'envergure, le cas échéant.

Le Groupe de travail a créé trois sous-groupes pour l'aider à mener à bien la phase I de ses travaux : le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité. Ils se composent de représentants des États et des provinces, de fonctionnaires fédéraux ainsi que d'agents contractuels dont les services ont été retenus par les organismes gouvernementaux américains et canadiens représentés au sein du Groupe de travail.

Le Groupe de travail a publié le 19 novembre 2003 un rapport provisoire qui résumait les activités de la phase I en présentant l'information que l'enquête bi-nationale avait colligée jusqu'alors. Depuis le 19 novembre, les équipes techniques du Groupe de travail ont poursuivi certaines analyses qui n'étaient pas terminées au moment de la publication du *Rapport provisoire*. Les sous-groupes ont concentré leurs énergies sur l'élaboration de recommandations à l'intention du Groupe de travail visant à éviter les pannes futures, sinon à les contenir. Dans la préparation de leurs recommandations, les sous-groupes se sont inspirés largement des propositions et commentaires des analyses supplémentaires des sous-équipes de travail et des commentaires reçus lors des trois consultations publiques (à Cleveland, Philadelphie et Toronto) et de deux conférences techniques (à Philadelphie et Toronto). Ils ont également intégré les commentaires transmis électroniquement par les parties intéressées sur les sites Web ouverts à cette fin par le département de l'Énergie des États-Unis et Ressources naturelles Canada.

La version finale du rapport contient quelques renseignements complémentaires sur les événements qui ont déclenché la panne et des détails supplémentaires sur

---

1 Voir "*The Economic Impacts of the August 2003 Blackout*," Electric Consumer Research Council (ELCON), le 2 février 2004.

2 Statistique Canada : Produit intérieur brut par industrie, numéro au catalogue : 15-001, septembre 2003; Enquête sur la population active, septembre 2003; Enquête mensuelle sur les industries manufacturières, août 2003, numéro au catalogue : 31-001.

sa propagation en cascade, mais aucun des commentaires reçus ou des analyses supplémentaires réalisées par les experts du Groupe de travail ont amené les auteurs du présent rapport à modifier les conclusions auxquelles ils en étaient arrivés à l'étape du *Rapport provisoire*.

Le *Rapport final* est très semblable dans sa présentation au *Rapport provisoire*, qu'il met à jour et remplace. Il comprend dix chapitres, y compris le présent chapitre d'introduction. Ce rapport, cependant, présente des conclusions concernant des violations supplémentaires des règlements de fiabilité ainsi que des lacunes dans l'exécution et dans les organismes au-delà de celles identifiées dans le *Rapport provisoire*.

Le chapitre 2 fournit un aperçu du cadre institutionnel créé pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord et met l'accent sur les rôles et les responsabilités des diverses instances responsables de la gestion de la fiabilité.

Le chapitre 3 identifie les causes de la panne et résume les conclusions du North American Electric Reliability Council (NERC) via-à-vis les violations de ses politiques, lignes directrices et normes et, en certain cas, des faiblesses dans les normes elles-mêmes.

Le chapitre 4 porte sur les conditions du système électrique régional avant le 14 août et la journée même du 14 août avant le début des perturbations qui ont mené à la panne. Il identifie aussi un nombre de conditions qui n'en ont pas été la cause.

Le chapitre 5 décrit l'évolution des conditions l'après-midi du 14 août, débutant par les conditions d'opération normales suivies par une période de conditions anormales mais gérables et terminant par la panne incontrôlable dans le nord de l'Ohio.

Le chapitre 6 présente les détails de la phase 'cascade' de la panne ainsi que sa progression dans l'Ohio et dans le Nord-Est, et explique pourquoi le système a fonctionné comme il l'a fait.

Le chapitre 7 présente une comparaison entre la panne du 14 août 2003 et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord.

Le chapitre 8 porte sur le comportement des centrales nucléaires touchées par la panne.

Le chapitre 9 traite des aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne.

Le chapitre 10 présente les recommandations du Groupe de travail visant à prévenir les pannes futures et à limiter l'extension de celles qui pourraient malgré tout survenir.

Le Chapitre 10 comprend 46 recommandations en tout, mais la plus importante de celles-ci est que le Congrès américain légifère des dispositions de la fiabilité telles que celles mentionnées au H.R 6 et S. 2095 qui assurent le respect et la mise en vigeur des normes obligatoires. Ceci fait, beaucoup des autres recommandations seraient mises en oeuvre au cours de la réalisation de cette loi. Une vue d'ensemble de ces recommandations (les titres seulement) se trouve aux pages suivantes.

Le chapitre 2 est très légèrement modifié par rapport à la version provisoire. Le chapitre 3 est nouveau. Les chapitres 7, 8 et 9 sont peu changés par rapport aux chapitres 6, 7 et 8 du *Rapport provisoire*. Les chapitres 4, 5 et 6 ont été révisés et agrandis par rapport aux chapitres 3, 4 et 5 correspondants du *Rapport provisoire*. Le *Rapport provisoire* ne comprenait aucun chapitre 10.

Ce rapport comprend aussi huit annexes :

L'annexe A : la liste des participants aux activités du Groupe de travail et des trois sous-groupes.

L'annexe B : touche sur le processus de l'enquête menant à l'élaboration des recommandations.

L'annexe C : la liste de ceux qui ont commenté sur le *Rapport provisoire* ou ont offert des suggestions ou des recommendations, ou les deux.

L'annexe D : une copie d'un document publié le 10 février 2004 par le NERC décrivant ses actions pour prévenir et limiter les effets de pannes en cascade à l'avenir.

L'annexe E : la liste des sigles d'électricité.

L'annexe F : le glossaire des termes d'électricité.

L'annexe G : contient les lettres portant sur ce rapport des trois Sous-groupes de travail.

Aperçu des recommandations du Groupe de travail : titres seulement

Groupe I. Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité

1. Rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et prévoir des pénalités en cas de non-conformité.
2. Établir un instrument de financement agréé par les organismes de réglementation pour le NERC et les conseils de fiabilité régionaux, afin d'en assurer l'indépendance à l'égard des organisations qu'ils surveillent.
3. Renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité en Amérique du Nord.
4. Préciser que les dépenses et les investissements prudemment engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité (y compris les investissements dans les nouvelles technologies) pourront être recouvrés au moyen d'un relèvement des tarifs de transport.
5. Suivre l'application des mesures recommandées pour améliorer la fiabilité.
6. La FERC ne doit pas approuver le fonctionnement de nouveaux ERT tant qu'ils ne répondent pas aux exigences fonctionnelles minimum visant les coordonnateurs de fiabilité.
7. Exiger que toutes les entités du réseau de production-transport d'électricité soient membres du conseil de fiabilité régional dans le territoire duquel elles fonctionnent.
8. Protéger contre les poursuites ou les représailles les exploitants qui font du délestage en vertu des lignes directrices approuvées.
9. Intégrer la notion d' « incidence sur la fiabilité » au processus de prise de décision de réglementation.
10. Établir une source indépendante de renseignements sur le rendement de la fiabilité.
11. Définir les exigences relatives à la collecte et à la communication des données nécessaires aux analyses après panne.
12. Commander une étude indépendante sur les rapports entre la restructuration de l'industrie, la concurrence et la fiabilité.
13. Le département américain de l'Énergie doit développer ses programmes de recherche sur les outils et technologies relatifs à la fiabilité.
14. Établir un cadre permanent pour la conduite des enquêtes futures sur les pannes et les perturbations.

Groupe II. Mesures à prendre pour appuyer et renforcer les initiatives du NERC du 10 février 2004

15. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003.
16. Établir des normes exécutoires pour l'entretien des dégagements électriques dans les emprises.
17. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC.
18. Appuyer et renforcer le programme de vérification de l'état de préparation du NERC.
19. Améliorer la formation à court et à long terme et les exigences d'accréditation des opérateurs, des coordonnateurs de la fiabilité et du personnel de soutien opérationnel.
20. Établir une définition claire de l'état de fonctionnement normal, d'alerte et d'urgence du réseau. Préciser les rôles, responsabilités et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle dans chacune des conditions.
21. Utiliser plus efficacement et plus généralement les mesures de protection du réseau.
22. Évaluer et adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité.
23. Renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension dans toutes les régions du NERC.
24. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.
25. Le NERC doit réévaluer son processus d'établissement des normes de fiabilité et accélérer l'adoption de normes exécutoires.
26. Resserrer les protocoles de communication, en particulier pour les communications pendant les alertes et les urgences. Mettre à niveau le matériel du système de communication, le cas échéant.
27. Établir des normes exécutoires pour la valeur nominale des lignes de transport d'énergie.

Aperçu des recommandations du Groupe de travail : titres seulement (suite)

28. Exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés.
29. Évaluer et diffuser les leçons tirées lors du rétablissement du réseau.
30. Préciser les critères d'identification des installations essentielles sur le plan opérationnel et améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les pannes imprévues.
31. Préciser que le processus d'allégement de la charge de transport (ACT) ne doit pas être utilisé dans les situations comportant une dérogation à une limite de sûreté de fonctionnement. Rationaliser le processus ACT.

Groupe III. Sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord

32. Mettre en oeuvre les normes de TI du NERC.
33. Établir et déployer les procédures de gestion des TI.
34. Établir les stratégies et la gouvernance de la sécurité des TI au niveau de l'organisation.
35. Mettre en œuvre des contrôles de gestion de l'état des systèmes, de surveillance du réseau et de gestion des incidents.
36. Entamer une étude de gestion des risques États-Unis–Canada.
37. Améliorer les capacités de contrôle et de diagnostic des TI.
38. Évaluer les risques et la vulnérabilité des TI à intervalles déterminés.
39. Développer une capacité de détecter les intrusions et la surveillance dans les communications sans fil et filaires à distance.
40. Contrôler l'accès à l'équipement sensible sur le plan opérationnel.
41. Le NERC doit fournir des directives visant le contrôle des références des employés.
42. Confirmer le centre ES-ISAC du NERC comme point central de communication des renseignements et des données d'analyse sur la sécurité.
43. Déterminer clairement l'autorité responsable de la sécurité physique et cybernétique.
44. Élaborer des procédures pour empêcher ou limiter la divulgation inopportune de renseignements.

Groupe IV. Mesures à prendre pour améliorer la performance en matière de fiabilité du secteur nucléaire canadien

45. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire exige qu'Ontario Power Generation et Bruce Power revoient les procédures d'exploitation et la formation des opérateurs relatives à l'utilisation des barres de compensation.
46. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire achète et installe de l'équipement de production de secours.

2. Aperçu du réseau électrique nord-américain et de ses organismes de fiabilité

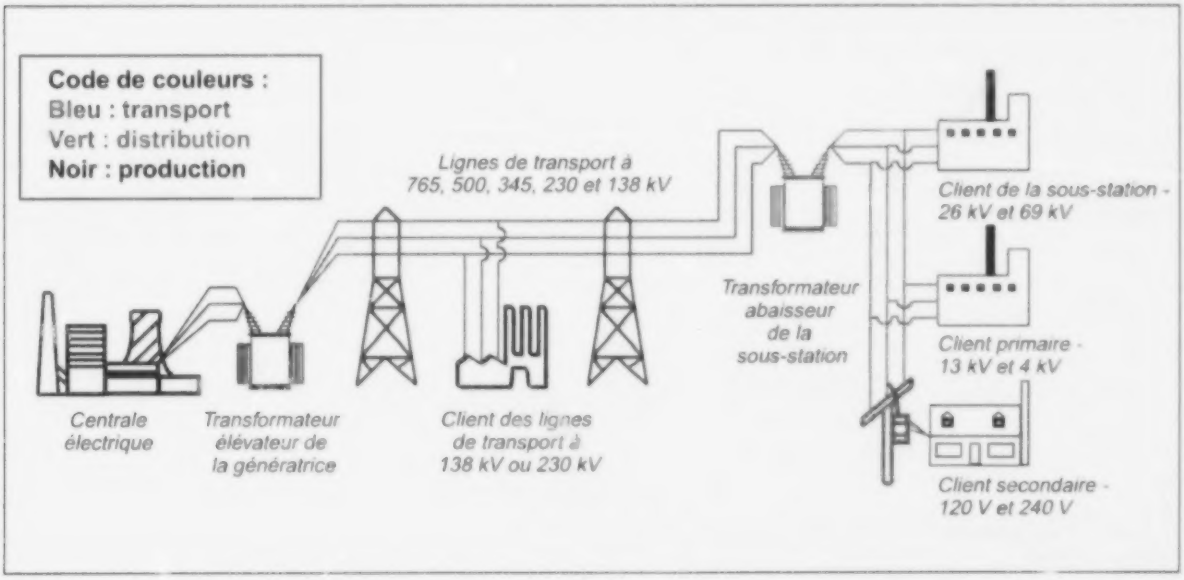
Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions

Le réseau électrique nord-américain est l'une des grandes réalisations techniques des 100 dernières années. Cette infrastructure électrique représente un actif d'environ 1 billion de dollars américains, plus de 200 000 milles (320 000 kilomètres) de lignes de transport sous une tension de 230 000 volts et plus, une puissance génératrice de 950 000 mégawatts, et près de 3 500 entreprises de services publics qui servent au-delà de 100 millions de clients et 283 millions de personnes.

La société moderne en est venue à compter sur une électricité fiable comme une ressource essentielle pour la sécurité nationale; la santé et le bien-être; les communications; les finances; le transport; l'approvisionnement en eau et en nourriture; le chauffage, la climatisation et l'éclairage; l'informatique et l'électronique; le commerce, et même les divertissements et les loisirs. Bref, à peu près tous les aspects de la vie moderne dépendent de l'électricité. Les clients ont fini par s'attendre à ce que celle-ci soit presque toujours disponible lorsqu'ils en ont besoin, rien qu'en appuyant sur un bouton. La plupart ont bien sûr été touchés par des pannes locales causées par un orage, un véhicule qui avait heurté le poteau d'une ligne de transport ou une équipe de construction qui avait endommagé accidentellement un câble. Mais on ne s'attend pas à subir une mégapanne par une belle journée calme et chaude. Les pannes d'électricité généralisées, comme celle du 14 août 2003, sont rares mais elles peuvent survenir lorsque les dispositifs de protection de la fiabilité cessent en grand nombre de remplir leur rôle.

Offrir un service électrique fiable représente un défi technique de taille, même au cours d'une journée on ne peut plus normale. En effet, il faut surveiller, évaluer et coordonner en temps réel la production électrique de milliers de génératrices, faire circuler l'électricité dans un réseau interconnecté de lignes de transport et, enfin, fournir du courant à des millions d'abonnés grâce à un réseau de distribution.

Figure 2.1 Structure de base du réseau électrique



Comme on le voit dans la figure 2.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydro-électrique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des mêmes entreprises de services publics qui alimentent l'abonné; d'autres appartiennent à des producteurs indépendants de puissance (PIP) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels.

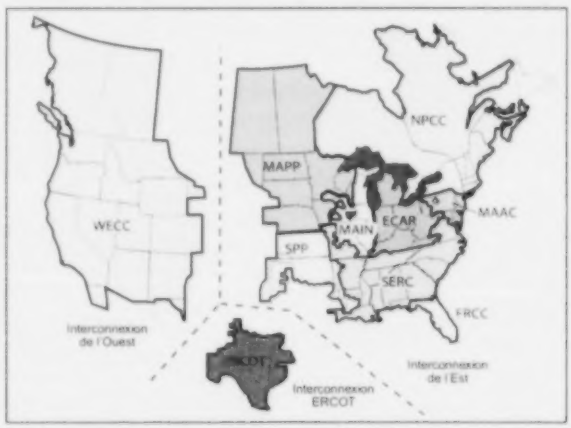
L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manoeuvre et des sous-stations pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique.

L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relient les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des « lignes de moindre résistance », un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production-transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 120 et 240 volts.

Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du « réseau électrique », il existe en réalité trois réseaux distincts ou « interconnexions » (figure 2.2). L'Interconnexion de l'Est comprend les deux tiers de la partie continentale de l'est des États-Unis et, au Canada la Saskatchewan et toutes les provinces à l'est de celle-ci, y compris les provinces maritimes. L'Interconnexion de l'Ouest englobe le tiers de la zone continentale ouest des États-Unis (ce qui exclut l'Alaska), les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et une partie de la Baja California Norte au Mexique. La troisième interconnexion inclut la majeure partie de l'état du Texas. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les lient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui lient les génératrices aux charges.

La partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est (qui représente environ 10 % cent de la charge totale de l'interconnexion) a été touchée par la panne du 14 août. Les deux autres interconnexions ont été épargnées[1].

Figure 2.2 Carte des interconnexions



La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique

L'exploitation fiable du réseau électrique est complexe et exigeante pour deux raisons fondamentales :

- En premier lieu, l'électricité voyage à la vitesse de la lumière (186 000 milles ou 297 600 kilomètres par seconde) et il n'est pas économique de la stocker en grande quantité. Par conséquent, il faut produire l'électricité à l'instant où elle est consommée.
- En second lieu, sans utiliser des mécanismes de contrôle trop coûteux pour les usages généraux, on ne peut pas modifier le débit d'un courant alternatif (CA) comme on le fait de celui d'un liquide ou d'un gaz en ouvrant ou en fermant une valve sur un tuyau, ou l'aiguiller comme un appel dans un réseau téléphonique interurbain[2]. Conformément aux lois de la physique, l'électricité voyage librement dans tous les circuits qui lient les génératrices aux charges : elle se divise pour emprunter tous les circuits du réseau connectés entre eux, en proportion inverse de l'impédance (résistance plus réactance) de chaque circuit.

Assurer la fiabilité du réseau est une entreprise complexe qui exige du personnel formé et compétent, des ordinateurs et des moyens de communication très

perfectionnés ainsi qu'une conception et une planification soigneuses. Pour assurer la fiabilité du réseau de transport, le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses dix Regional Reliability Councils (conseils régionaux de fiabilité) ont établi des normes de planification et d'exploitation fondées sur sept grands concepts :

- Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.
- Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.
- Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres conducteurs pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.
- Maintenir le réseau dans un état stable.
- Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »).
- Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable.
- Se préparer aux situations d'urgence.

Ces sept concepts sont expliqués plus en détail ci-dessous.

1. Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie. Pour permettre aux abonnés de consommer en tout temps autant d'électricité qu'ils le veulent, il faut prévoir ou « répartir » la production des génératrices de manière à satisfaire continuellement aux nouvelles demandes, en général toutes les heures. Ensuite, on adapte les prévisions à l'intérieur d'une heure, parfois au moyen de contrôles de production automatiques, pour s'assurer que la production correspond toujours à la demande réelle. La demande est assez prévisible et on la représente sous forme d'une courbe quotidienne. En été, elle atteint son point culminant l'après-midi et le soir, et son point le plus bas au milieu de la nuit; elle est plus forte les jours de semaine, lorsque la plupart des entreprises sont ouvertes. (Figure 2.3)

Si la production et la demande ne concordent pas, il s'ensuit une augmentation (lorsque la production excède la demande) ou une diminution (lorsque la production est inférieure à la demande) de la fréquence du réseau électrique à CA (fréquence nominale de 60 cycles par seconde ou 60 hertz) (Figure 2.4). Les variations de fréquence minimes ou aléatoires sont normales et surviennent lorsque les charges apparaissent et disparaissent et que les génératrices modifient leur production en fonction de la demande. Toutefois, de grands écarts de fréquence peuvent faire fluctuer la vitesse de rotation des génératrices, ce qui cause des vibrations capables d'endommager les aubes des turbines des génératrices et d'autres équipements. Des fréquences extrêmement basses peuvent déclencher un « délestage » automatique et mettre ainsi des blocs d'abonnés hors circuit pour prévenir un affaissement total du réseau électrique. Comme on le verra plus loin dans ce rapport, un tel déséquilibre entre la production et la demande peut aussi se produire lorsque le réseau réagit à des perturbations majeures en se séparant en « enclaves » distinctes; toute enclave ainsi créée peut connaître un excès ou un déficit de production par rapport à la demande qu'elle enregistre.

Figure 2.3 Diagramme de charge de PJM les 18-24 août 2003

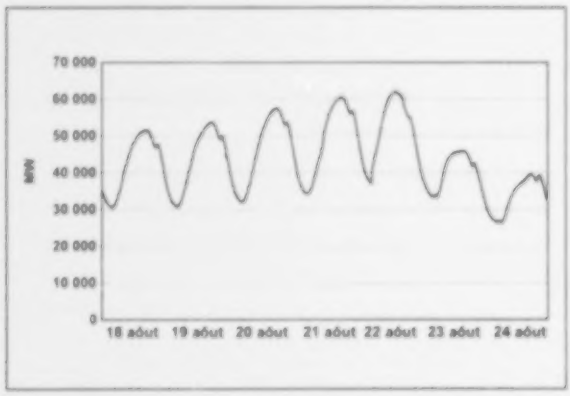
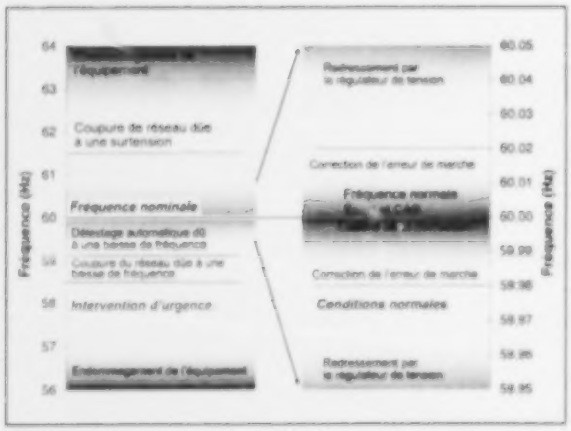


Figure 2.4 Gammes de fréquence normales et anormales



Comme on le voit dans la figure 2.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydro-électrique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des mêmes entreprises de services publics qui alimentent l'abonné; d'autres appartiennent à des producteurs indépendants de puissance (PIP) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels.

L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manoeuvre et des sous-stations pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique.

L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relient les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des « lignes de moindre résistance », un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production-transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 120 et 240 volts.

Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du « réseau électrique », il existe en réalité trois réseaux distincts ou « interconnexions » (figure 2.2). L'Interconnexion de l'Est comprend les deux tiers de la partie continentale de l'est des États-Unis et, au Canada la Saskatchewan et toutes les provinces à l'est de celle-ci, y compris les provinces maritimes. L'Interconnexion de l'Ouest englobe le tiers de la zone continentale ouest des États-Unis (ce qui exclut l'Alaska), les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et une partie de la Baja California Norte au Mexique. La troisième interconnexion inclut la majeure partie de l'état du Texas. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les lient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui lient les génératrices aux charges.

La partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est (qui représente environ 10 % cent de la charge totale de l'interconnexion) a été touchée par la panne du 14 août. Les deux autres interconnexions ont été épargnées.

Figure 2.2 Carte des interconnexions

La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique

L'exploitation fiable du réseau électrique est complexe et exigeante pour deux raisons fondamentales :

- En premier lieu, l'électricité voyage à la vitesse de la lumière (186 000 milles ou 297 600 kilomètres par seconde) et il n'est pas économique de la stocker en grande quantité. Par conséquent, il faut produire l'électricité à l'instant où elle est consommée.
- En second lieu, sans utiliser des mécanismes de contrôle trop coûteux pour les usages généraux, on ne peut pas modifier le débit d'un courant alternatif (CA) comme on le fait de celui d'un liquide ou d'un gaz en ouvrant ou en fermant une valve sur un tuyau, ou l'aiguiller comme un appel dans un réseau téléphonique interurbain[2]. Conformément aux lois de la physique, l'électricité voyage librement dans tous les circuits qui lient les génératrices aux charges : elle se divise pour emprunter tous les circuits du réseau connectés entre eux, en proportion inverse de l'impédance (résistance plus réactance) de chaque circuit.

Assurer la fiabilité du réseau est une entreprise complexe qui exige du personnel formé et compétent, des ordinateurs et des moyens de communication très

perfectionnés ainsi qu'une conception et une planification soigneuses. Pour assurer la fiabilité du réseau de transport, le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses dix Regional Reliability Councils (conseils régionaux de fiabilité) ont établi des normes de planification et d'exploitation fondées sur sept grands concepts :

- Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.
- Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.
- Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres conducteurs pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.
- Maintenir le réseau dans un état stable.
- Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »).
- Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable.
- Se préparer aux situations d'urgence.

Ces sept concepts sont expliqués plus en détail ci-dessous.

1. Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie. Pour permettre aux abonnés de consommer en tout temps autant d'électricité qu'ils le veulent, il faut prévoir ou « répartir » la production des génératrices de manière à satisfaire continuellement aux nouvelles demandes, en général toutes les heures. Ensuite, on adapte les prévisions à l'intérieur d'une heure, parfois au moyen de contrôles de production automatiques, pour s'assurer que la production correspond toujours à la demande réelle. La demande est assez prévisible et on la représente sous forme d'une courbe quotidienne. En été, elle atteint son point culminant l'après-midi et le soir, et son point le plus bas au milieu de la nuit; elle est plus forte les jours de semaine, lorsque la plupart des entreprises sont ouvertes. (Figure 2.3)

Si la production et la demande ne concordent pas, il s'ensuit une augmentation (lorsque la production excède la demande) ou une diminution (lorsque la production est inférieure à la demande) de la fréquence du réseau électrique à CA (fréquence nominale de 60 cycles par seconde ou 60 hertz) (Figure 2.4). Les variations de fréquence minimes ou aléatoires sont normales et surviennent lorsque les charges apparaissent et disparaissent et que les génératrices modifient leur production en fonction de la demande. Toutefois, de grands écarts de fréquence peuvent faire fluctuer la vitesse de rotation des génératrices, ce qui cause des vibrations capables d'endommager les aubes des turbines des génératrices et d'autres équipements. Des fréquences extrêmement basses peuvent déclencher un « délestage » automatique et mettre ainsi des blocs d'abonnés hors circuit pour prévenir un affaissement total du réseau électrique. Comme on le verra plus loin dans ce rapport, un tel déséquilibre entre la production et la demande peut aussi se produire lorsque le réseau réagit à des perturbations majeures en se séparant en « enclaves » distinctes; toute enclave ainsi créée peut connaître un excès ou un déficit de production par rapport à la demande qu'elle enregistre.

Figure 2.3 Diagramme de charge de PJM les 18-24 août 2003

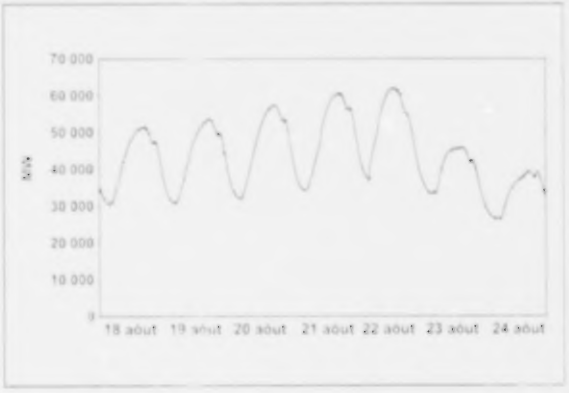
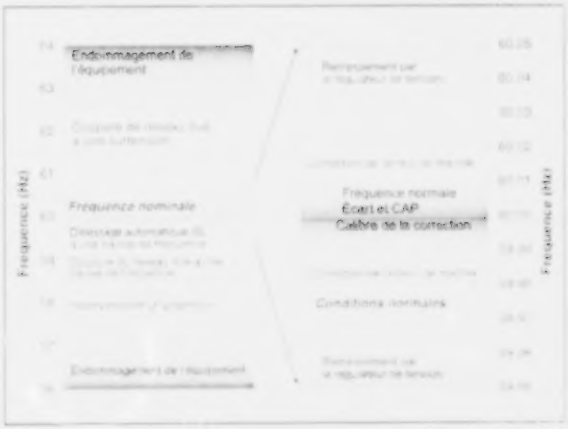


Figure 2.4 Gammes de fréquence normales et anormales



2. Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues. Tout au long du jour, on doit ajuster les sources de puissance réactive, telles que les batteries de condensateurs et les génératrices, pour maintenir les tensions dans un intervalle de sécurité applicable à tous les équipements électriques du réseau (postes, lignes de transport et appareils des abonnés). La plupart des génératrices sont munies de régulateurs automatiques de tension qui augmentent ou diminuent la production de puissance réactive afin de conserver les tensions aux valeurs prévues. Une tension trop basse peut provoquer l'instabilité ou l'affaissement du réseau électrique et, au niveau de la distribution de la tension, causer des dommages aux moteurs et des défaillances aux équipements électroniques. Une tension trop haute peut dépasser les capacités d'isolement des équipements et provoquer de dangereux arcs électriques (des contournements).

3. Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres conducteurs pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées. Les interactions dynamiques entre les génératrices et les charges, alliées au fait que l'électricité voyage librement dans tous les circuits interconnectés, signifient que le profil de propagation varie constamment dans les lignes de transport et de distribution. L'ensemble des lignes, des transformateurs et des autres équipements conduisant l'électricité sont chauffés par le courant qui les traversent. Ce dernier doit être limité pour que l'équipement ne surchauffe ni ne s'endommage. Dans le cas des lignes aériennes de transport d'énergie, le réchauffement fait que le métal conducteur s'étire ou prend de l'expansion et que les lignes se rapprochent du sol. La température ambiante, le vent et d'autres facteurs ont aussi une incidence sur le conducteur. Il faut limiter le courant qui passe dans les lignes aériennes pour éviter que celles-ci ne s'affaissent sur des obstructions, telles que des arbres ou des lignes téléphoniques, ou ne soient plus conformes aux dégagements minimums requis entre les lignes sous tension et les autres objets. (Si une ligne sous tension est située trop près d'un autre objet, elle peut provoquer un court-circuit ou un « contournement », lequel peut déclencher un incendie ou endommager de l'équipement.) On surveille continuellement l'ensemble des lignes électriques, des transformateurs et des autres appareils traversés par du courant afin de s'assurer qu'ils ne sont pas surchargés ou n'enfreignent pas d'autres consignes d'exploitation. On recourt généralement à des seuils multiples, un pour les situations normales et un plus élevé pour les situations d'urgence. Le principal moyen de limiter le profil de la propagation dans les lignes de transport consiste à adapter de manière selective la production des génératrices.

4. Maintenir le réseau dans un état stable. Étant donné que le réseau électrique est interconnecté et dynamique, il faut observer des limites de stabilité électrique. Les problèmes de stabilité peuvent surgir très rapidement — en quelques cycles seulement (un cycle dure 1/60e de seconde) — ou plus lentement, en quelques secondes ou minutes. Il faut avant tout s'assurer de répartir la production, ainsi que le courant et la tension qui en résultent, de façon à ce que le réseau soit stable en tout temps. (Comme on le décrira plus loin dans ce rapport, une partie de l'Interconnexion de l'Est est devenue instable le 14 août, ce qui a entraîné des pannes

Les approvisionnements locaux en puissance réactive sont essentiels au maintien d'une tension stable.

Habituellement, une génératrice produit un mélange de puissance « active » et de puissance « réactive », et on peut corriger l'équilibre entre les deux à court préavis pour s'adapter à une nouvelle situation. La puissance active, mesurée en watts, est la forme d'électricité qui fait fonctionner les équipements. La puissance réactive, une caractéristique des réseaux à CA, est mesurée en volts-ampères réactifs (VAr); c'est l'énergie fournie pour créer ou maintenir des champs électriques ou magnétiques à l'intérieur et autour des équipements électriques. La puissance réactive est particulièrement importante pour les équipements qui ont besoin de champs magnétiques pour produire du courant induit (p. ex., les moteurs, les transformateurs, les pompes et les climatiseurs). Les lignes de transport sont à la fois des consommatrices et des productrices de puissance réactive. À faibles charges, ce sont des productrices nettes, mais à fortes charges, ce sont d'énormes consommatrices. La consommation de puissance réactive de ces conducteurs ou appareils a tendance à abaisser la tension de transport, tandis que sa production (par les génératrices) ou son injection (d'appareils de stockage tels que des condensateurs) ont tendance à maintenir la tension. La puissance réactive peut se propager uniquement sur des distances relativement courtes et doit donc être fournie suivant les besoins par des génératrices ou des batteries de condensateurs situées près de la demande. S'il est impossible de fournir de la puissance réactive promptement et en quantité suffisante, la tension baisse et, dans les cas extrêmes, il peut y avoir un « affaissement de tension ».

Comment se fait-il qu'il n'y ait pas plus de pannes majeures?

Si on considère la complexité du réseau de production-transport d'électricité et les défis quotidiens que pose son exploitation, force est de constater qu'il y a de nombreux risques d'incidents. Il est donc naturel de se demander pourquoi il se produit si peu de pannes majeures.

Les pannes majeures sont rares parce que les propriétaires et exploitants assurent une « défense en profondeur » du réseau, c'est-à-dire qu'ils recourent à des pratiques et utilisent des équipements sécuritaires pour protéger le réseau de production-transport d'électricité, parmi lesquels :

1. Diverses études rigoureuses de planification et d'exploitation, y compris des évaluations à long terme et des analyses d'incidents opérationnels en temps réel et pour l'année, la saison, la semaine, la journée et l'heure à venir. Les planificateurs et les exploitants utilisent ces études pour évaluer l'état du réseau et anticiper divers problèmes variant de probables à peu probables et susceptibles d'entraîner de lourdes conséquences. Ils acquièrent ainsi une bonne compréhension des limites et des règles de sécurité des opérations sous de telles circonstances. Si de multiples événements se produisent dans une seule zone, ils auront tendance à être interdépendants plutôt qu'aléatoires, et devraient avoir été prévus dans les études de planification.

2. Préparation en cas du pire impondérable. La règle d'exploitation est de toujours s'assurer que le réseau est sécuritaire face au pire impondérable unique qui pourrait survenir par rapport aux conditions présentes, ce qui signifie que le réseau est également prêt à résister à des impondérables de moindre envergure.

3. Capacité de réagir rapidement. La plupart des problèmes éventuels découlent d'un petit problème local. Si ce dernier est géré rapidement et de manière responsable, selon les pratiques opérationnelles du NERC – particulièrement si l'exigence de ramener le réseau en trente minutes ou moins à un état où il pourra supporter à nouveau le pire impondérable, l'état N-1, est respectée – il peut généralement être résolu et maîtrisé avant de s'étendre à l'extérieur de la région.

4. Maintenir un surplus de production et de transport. Cela permet d'amortir les activités quotidiennes et d'empêcher les petits problèmes de dégénérer en gros problèmes.

5. Disposer de ressources de secours pour toutes les fonctions cruciales. La plupart des propriétaires et des exploitants maintiennent des ressources de secours – telles que de l'équipement excédentaire déjà connecté (allant de la production en réserve tournante et de la marge et des limites d'exploitation de transport utilisables jusqu'aux ordinateurs et autres systèmes de contrôle opérationnel) – et conservent des pièces de rechange en stock pour pouvoir remédier à une défaillance de l'équipement.

en cascade sur un vaste territoire.) Les limites de stabilité, comme les limites thermiques, sont exprimées en quantités maximales d'électricité que les lignes peuvent véhiculer en toute sécurité.

Il existe deux types de limites de stabilité : 1) les limites de stabilité de la tension qui sont fixées pour que la perte imprévue d'une ligne ou d'une génératrice (lesquelles peuvent fournir une puissance réactive essentielle sur une courte distance, comme on l'a vu plus haut) n'entraîne pas une baisse de tension tellement grande qu'elle en est dangereuse. Lorsque la tension baisse trop, elle finit par s'affaisser de façon incontrôlable, et les relais automatiques procèdent alors soit à un délestage soit à une mise hors circuit de génératrices pour éviter des dommages; 2) les limites de stabilité de la puissance (angle de puissance) qui sont fixées pour que, après un court-circuit ou la perte imprévue d'une ligne, d'un transformateur ou d'une génératrice, les charges et les génératrices desservies restent synchronisées. (N'oublions pas que toutes les génératrices et les charges d'une interconnexion doivent fonctionner à une fréquence commune de 60 Hz ou avoisinant ce chiffre de très près.) Un défaut de synchronisme par rapport à la fréquence commune signifie que les génératrices sont déphasées entre elles. Même un infime défaut de synchronisme peut endommager l'équipement de production. En cas de défaut extrême de synchronisme, le réseau peut se scinder en enclaves électriques distinctes; chaque enclave commence alors à maintenir sa propre fréquence, déterminée par l'équilibre entre l'électricité qu'elle produit et les charges de ses consommateurs.

5. Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »). Le principe d'organisation central d'une gestion fiable de l'électricité consiste à prévoir les impondérables. Les caractéristiques uniques de l'électricité font que les problèmes, lorsqu'ils surgissent, peuvent s'étendre et s'aggraver très

rapidement si des dispositifs de protection appropriés ne sont pas en place. En conséquence, après des années d'expérience, l'industrie a mis au point une séquence de stratégies défensives de maintien de la fiabilité en se fondant sur l'hypothèse que l'équipement peut parfois avoir des défaillances à l'improviste, et qu'il en aura.

Ce principe signifie qu'il faut toujours exploiter le réseau de façon à ce qu'il demeure fiable (généralement à l'intérieur des seuils d'urgence pour le courant et la tension et des limites de stabilité établies) après la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport (le « pire impondérable isolé »); c'est ce qu'on appelle le « critère N-1 ». En d'autres termes, étant donné que la mise hors circuit d'une génératrice ou d'une ligne peut survenir à n'importe quel moment à cause d'une défaillance aléatoire, il faut exploiter le réseau de façon préventive afin que la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport ne compromette pas les autres installations du réseau en provoquant un dépassement des seuils d'urgence ou des limites de stabilité, ce qui donnerait lieu à des pannes en cascade.

De plus, lorsqu'il se produit effectivement un impondérable, les exploitants sont tenus de déterminer et d'évaluer sans tarder les pires impondérables qui pourraient encore arriver, compte tenu de la nouvelle situation, et de prendre promptement les mesures nécessaires pour que le réseau demeure opérationnel et sûr advenant l'apparition de l'un de ces impondérables. La politique d'exploitation du NERC exige que le réseau soit ramené dès que possible, et en 30 minutes ou moins, à la conformité aux limites normales et à un état où il pourra supporter à nouveau le pire impondérable isolé sans dépasser les limites de température, de tension ou de stabilité. Actuellement, quelques parties du réseau pourraient continuer de fonctionner malgré la perte simultanée de deux installations ou plus (c.-à-d., « N-2 »). Cela peut être fait à titre, par exemple, de précaution supplémentaire pour protéger une zone métropolitaine densément peuplée ou lorsque des lignes liées par une structure commune pourraient être mises hors service par un même événement, notamment si la foudre s'abattait à cet endroit.

6. Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable. L'exploitation d'un réseau électrique fiable exige beaucoup plus qu'une surveillance et une gestion en temps réel. Conception, planification, entretien et analyse à fond sont nécessaires pour que le réseau puisse être exploité de façon fiable sans dépasser les limites de sécurité. La planification à court terme permet d'organiser les activités de la journée et de la semaine à venir; la planification à long terme vise principalement à offrir des ressources de production et une capacité de transport adéquates pour que le réseau puisse supporter de graves impondérables à l'avenir sans subir des pannes en cascade étendues et incontrôlables.

L'entreprise de services publics qui fait affaire avec des vendeurs au détail doit estimer les charges futures et, dans certains cas, prévoir des sources d'approvisionnement suffisantes et une infrastructure adéquate de transport et de distribution. Dans ses normes de planification, le NERC a défini une gamme d'impondérables et fixé des attentes correspondantes à l'égard de la performance du réseau pour plusieurs catégories d'événements possibles en passant par les événements quotidiens probables aux « événements extrêmes » qui peuvent entraîner une perte substantielle de la production et des charges des consommateurs sur un vaste territoire. Les normes de planification du NERC portent aussi sur le maintien de la tension et de la puissance réactive, la surveillance des perturbations, le classement des installations, la modélisation et les données du réseau ainsi que sur la protection et le contrôle du réseau et sa remise en état.

7. Se préparer aux situations d'urgence. Les exploitants doivent prendre les mesures décrites ci-dessus pour planifier et exploiter un réseau électrique fiable, mais des situations d'urgence peuvent quand même se produire à cause de facteurs externes, tels que des phénomènes météorologiques violents, une erreur humaine ou une défaillance de l'équipement, qui débordent les critères de conception, de planification ou d'exploitation. Advenant l'un de ces événements rares, l'exploitant doit disposer de procédures d'urgence pour une gamme plausible de scénarios d'urgence. Le personnel doit être formé pour reconnaître ces situations et prendre les mesures qui s'imposent. Pour faire face aux défaillances du réseau qui provoquent une panne, comme celle que l'on a connue le 14 août 2003, il faut disposer de procédures et de capacités pour utiliser des génératrices en mesure de redémarrer le réseau après une panne générale (sans source d'énergie extérieure) et coordonner les opérations de manière à ce que le réseau retrouve le plus vite possible un état normal et fiable.

Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord

Le NERC est une entité non gouvernementale qui a pour mission de veiller à ce que le réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord soit fiable, adéquat et sûr. L'organisme a été créé en 1968 suite à la panne qui a frappé le nord-est des États-Unis en 1965. Depuis sa création, le NERC est un organisme bénévole

qui compte sur la réciprocité, la pression des pairs et l'intérêt mutuel de toutes les parties concernées pour satisfaire aux exigences de fiabilité. Le NERC est régi par une commission indépendante.

Pour remplir sa mission, le NERC :

- fixe des normes de planification et d'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- surveille et évalue le respect des normes pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité;
- fournit des ressources d'éducation et de sensibilisation pour favoriser la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité;
- évalue et analyse la conformité et la performance du réseau de production-transport d'électricité et fait rapport sur la question;
- assure la coordination avec les conseils régionaux de fiabilité et d'autres organismes;
- coordonne la distribution des applications (outils), des données et des services nécessaires pour appuyer la planification et l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- accrédite le personnel et les organismes de fiabilité du service;
- coordonne la protection de l'infrastructure essentielle du réseau de production-transport d'électricité;
- permet l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité interconnecté en facilitant l'échange et la coordination d'information entre les organismes de fiabilité du service.

De récents changements dans l'industrie de l'électricité ont modifié nombre des mécanismes, incitatifs et responsabilités traditionnels des entités concernées par la fiabilité, à tel point que la formule facultative de respect des normes de fiabilité est généralement perçue comme ne répondant pas aux besoins actuels.[3] Le NERC et de nombreux autres organismes d'électricité, appuyés aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), préconisent l'élaboration d'une nouvelle formule de conformité et de respect obligatoire des normes de fiabilité. Il faudra pour cela que les États-Unis adoptent une loi fédérale pour la création d'un nouvel organisme doté du pouvoir légal de faire respecter les normes de fiabilité par tous les participants au marché. Les autorités gouvernementales compétentes du Canada et du Mexique sont disposées à mettre en œuvre une mesure similaire, et certaines l'ont déjà fait. Entre-temps, le NERC incite au respect de ses normes de fiabilité par le moyen d'un accord conclu avec ses membres.

Les membres du NERC : dix conseils régionaux de fiabilité. (Voir à la figure 2.5 la carte montrant l'emplacement et les limites des zones de ces conseils.) Les conseils régionaux et le NERC acceptent dans leurs rangs tous les secteurs de l'industrie de l'électricité : entreprises privées de services publics; agences fédérales de l'énergie; coopératives rurales d'électricité; entreprises de services publics fédérales, municipales et provinciales; producteurs indépendants de puissance; distributeurs d'électricité et abonnés. Collectivement, les membres des régions du NERC représentent pratiquement toute l'industrie de l'électricité distribuée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de la Baja California Norte au Mexique. Les dix conseils régionaux financent conjointement le NERC et adaptent les normes fixées par ce dernier aux besoins de leurs régions. La panne du 14 août a touché trois des conseils régionaux du NERC : le East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), le Mid-Atlantic Area Council (MAAC) et le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Les « zones de contrôle » sont les principales entités opérationnelles soumises aux normes de fiabilité du NERC et des conseils régionaux. Une zone de contrôle est une région géographique dans laquelle une seule entité, un exploitant indépendant de réseau (EIR) ou un exploitant régional de lignes de transport (ERT), équilibre la production et les charges en temps réel pour assurer une exploitation fiable. Les zones de contrôle sont liées les unes aux autres par des interconnexions de transport. Les opérateurs responsables des zones de contrôle contrôlent directement la production afin de maintenir l'échange d'électricité prévu avec les autres zones de contrôle. Elles fonctionnent aussi collectivement pour favoriser la fiabilité de leur interconnexion. Comme l'illustre la figure 2.6, on compte quelque 140 zones de contrôle en Amérique du Nord. Les postes de répartition de ces zones disposent de systèmes de surveillance et de contrôle sophistiqués, et du personnel est sur place 24 heures sur 24, 365 jours par année.

Les zones de contrôle étaient antérieurement délimitées en fonction des limites des zones des services publics et les activités étaient gérées en majeure partie par des entreprises de services publics verticalement intégrées qui possédaient et exploitaient les moyens de production, de transport et de distribution. Bien que ce soit encore le cas dans quelques zones, il y a eu une restructuration importante des fonctions d'exploitation et certaines zones de contrôle ont fusionné en entités régionales d'exploitation. La restructuration de l'industrie des services publics a mené à un dégroupage des activités de production, de transport et de distribution, de sorte que la propriété et l'exploitation de ces immobilisations ont été scindées fonctionnellement ou par la formation d'entités

Figure 2.5 Les régions du NERC

indépendantes appelées exploitant indépendant de réseau (EIR) ou exploitant régional de lignes de transport (ERT).

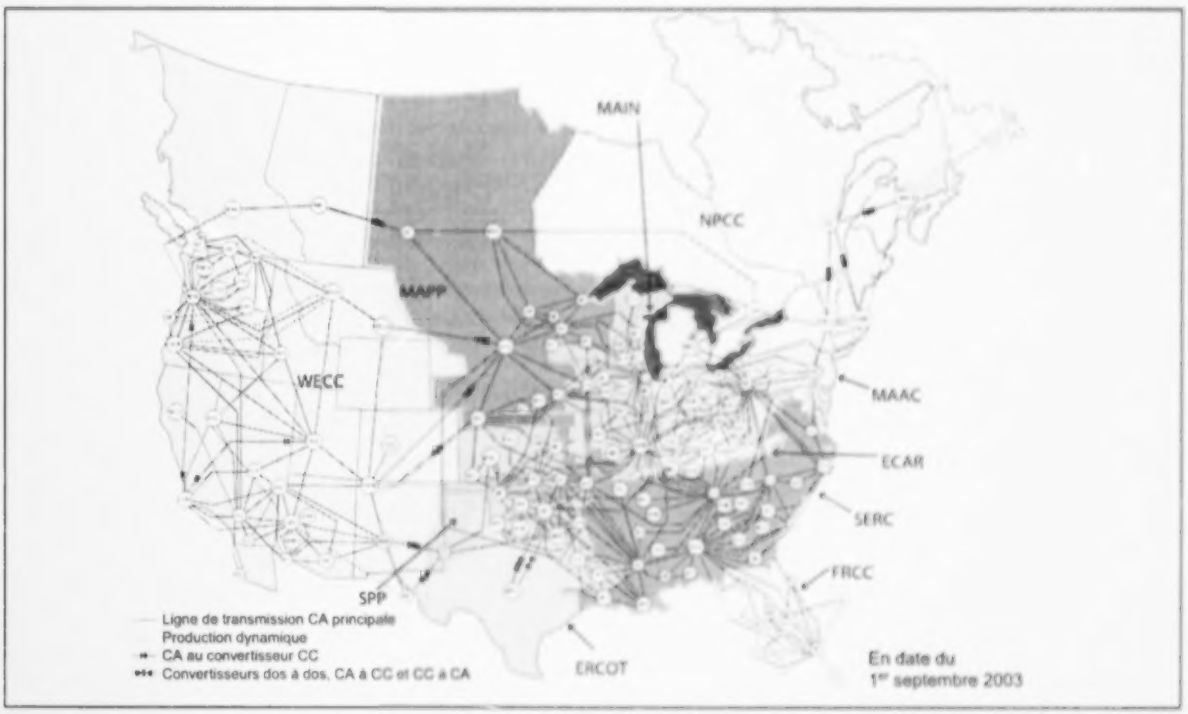
- La FERC a autorisé les EIR et les ERT à appliquer des parties de la *Energy Policy Act* de 1992 ainsi que les directives d'orientation qu'elle a publiées par la suite.
- Les fonctions premières des EIR et des ERT sont de gérer en temps réel, au jour le jour, la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité et l'activité des marchés de gros de l'électricité à l'intérieur de leur territoire.
- Les EIR et les ERT ne possèdent pas de biens de transport; ils exploitent ceux de leurs membres ou en dirigent l'exploitation.
- Les EIR et les ERT peuvent être eux-mêmes des zones de contrôle ou englober plus d'une zone de contrôle.
- Les EIR et les ERT peuvent aussi être des coordonnateurs de la fiabilité du NERC, tel que décrit ci-dessous.

Cinq ERT ou EIR se trouvent dans la zone qui a été directement touchée par la panne du 14 août. Les voici :

- Midwest Independent System Operator (MISO);
- PJM Interconnection (PJM);
- New York Independent System Operator (NYISO);
- New England Independent System Operator (ISO-NE);
- Ontario Independent Market Operator (IMO).

Les coordonnateurs de la fiabilité assurent la surveillance de la fiabilité sur un vaste territoire. Ils préparent des évaluations de fiabilité, donnent leur avis sur la fiabilité global et coordonnent les mesures d'urgence en temps réel pour une ou plusieurs zones de contrôle. Ils ne participent pas au marché en gros ou de détail. On compte à l'heure actuelle 18 coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord. La figure 2.7 montre l'emplacement et les frontières de leurs zones respectives.

Figure 2.6 Zones de contrôle et régions du NERC



Principales parties touchées avant la cascade de pannes du 14 août

Les événements qui ont déclenché la panne sont survenus dans deux zones de contrôle, à savoir celles de la FirstEnergy (FE) et de la American Electric Power (AEP), auxquelles s'ajoutent leurs coordonnateurs de fiabilité respectifs, MISO et PJM. (Voir les figures 2.7 et 2.8.) On trouvera une description de ces organismes et de leurs responsabilités en matière de fiabilité dans cette dernière sous-section.

1. La FirstEnergy exploite une zone de contrôle dans le nord de l'Ohio. La FirstEnergy (FE) est formée de sept sociétés exploitantes de services d'électricité. Quatre de ces sociétés, l'Ohio Edison, la Toledo Edison, The Illuminating Company et la Penn Power, sont exploitées dans la région d'ECAR du NERC, et le MISO est leur coordonnateur de la fiabilité. Elles fonctionnent maintenant comme une seule zone de contrôle intégrée gérée par FE.[4]

2. La American Electric Power (AEP) exploite une zone de contrôle en Ohio, juste au sud de celle de la FE. L'AEP est à la fois un exploitant de lignes de transport et un opérateur responsable d'une zone de contrôle.

3. Le Midwest Independent System Operator (MISO) est le coordonnateur de la fiabilité de FirstEnergy. Le MISO est le coordonnateur de la fiabilité d'une région de plus de 2,6 million de kilomètres carrés (un million de milles carrés), qui s'étend du Manitoba au Canada, au nord, jusqu'au Kentucky, au sud, et du Montana, à l'ouest, jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie, à l'est. La coordination de la fiabilité est confiée à deux bureaux, l'un situé au Minnesota et l'autre, au siège social du MISO, en Indiana. Dans l'ensemble, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 37 zones de contrôle, dont la plupart sont membres du MISO.

4. PJM est le coordonnateur de la fiabilité de l'AEP. PJM est un des premiers EIR qui a été formé après les arrêtés 888 et 889 de la FERC, mais il avait été créé en tant que groupe d'échange d'énergie régional en 1935. PJM a récemment étendu son territoire pour englober les zones de contrôle et les exploitants de lignes de transport au sein de MAIN et ECAR (PJM-West). Il s'acquitte de ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité de différentes façons, selon les zones de contrôle concernées. Pour ce qui est de PJM-East, il est à la fois la zone de contrôle et le coordonnateur de la fiabilité de dix entreprises de services publics dont le réseau de transport englobe la région du Mid-Atlantic qui comprend le New

Figure 2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC

Jersey, la majeure partie de la Pennsylvanie, le Delaware, le Maryland, la Virginie occidentale, l'Ohio, la Virginie et le district fédéral de Columbia. L'installation de PJM-West est le coordonnateur de la fiabilité de cinq zones de contrôle (AEP, Commonwealth Edison, Duquesne Light, Dayton Power and Light et Ohio Valley Electric Cooperative) et de trois zones de contrôle limitées à la production (centrale de Duke Energy dans le comté de Washington, en Ohio, centrale Duke du comté de Lawrence/Hanging Rock, en Ohio, et centrale Buchanan d'Allegheny Energy, en Virginie occidentale).

Responsabilités en matière de fiabilité des exploitants des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité

1. Les opérateurs responsables de zones de contrôle assument la responsabilité première de la fiabilité. Voici leurs responsabilités les plus importantes dans le contexte du présent rapport :

> **Critère N-1.** Politique d'exploitation du NERC nº 2.A. Activités de transport :

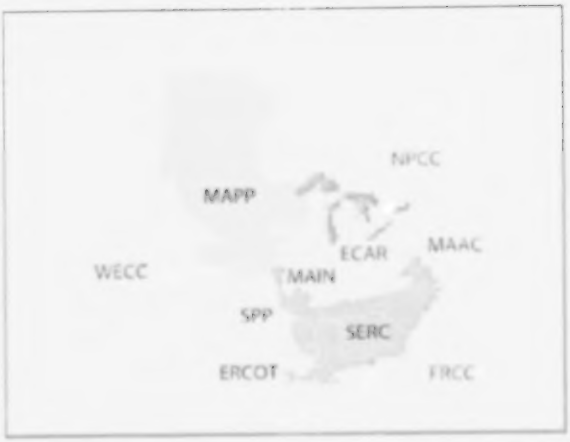
« Toutes les ZONES DE CONTRÔLE doivent fonctionner de façon à ce que l'impondérable le plus grave ne puisse provoquer l'instabilité du réseau, un sectionnement incontrôlable ou des pannes en cascade. » (traduction)

Préparatifs d'urgence et intervention d'urgence :

> Politique d'exploitation du NERC nº 5. Mesures d'urgence, critère général :

« Chaque réseau et chaque ZONE DE CONTRÔLE doit prendre promptement les mesures appropriées pour remédier aux situations anormales qui mettent en péril la fiabilité des activités d'interconnexion. » (traduction)

Figure 2.5 Les régions du NERC



indépendantes appelées exploitant indépendant de réseau (EIR) ou exploitant régional de lignes de transport (ERT).

- La FERC a autorisé les EIR et les ERT à appliquer des parties de la *Energy Policy Act* de 1992 ainsi que les directives d'orientation qu'elle a publiées par la suite.
- Les fonctions premières des EIR et des ERT sont de gérer en temps réel, au jour le jour, la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité et l'activité des marchés de gros de l'électricité à l'intérieur de leur territoire.
- Les EIR et les ERT ne possèdent pas de biens de transport; ils exploitent ceux de leurs membres ou en dirigent l'exploitation.
- Les EIR et les ERT peuvent être eux-mêmes des zones de contrôle ou englober plus d'une zone de contrôle.
- Les EIR et les ERT peuvent aussi être des coordonnateurs de la fiabilité du NERC, tel que décrit ci-dessous.

Cinq ERT ou EIR se trouvent dans la zone qui a été directement touchée par la panne du 14 août. Les voici :

- Midwest Independent System Operator (MISO);
- PJM Interconnection (PJM);
- New York Independent System Operator (NYISO);
- New England Independent System Operator (ISO-NE);
- Ontario Independent Market Operator (IMO).

Les coordonnateurs de la fiabilité assurent la surveillance de la fiabilité sur un vaste territoire. Ils préparent des évaluations de fiabilité, donnent leur avis sur la fiabilité global et coordonnent les mesures d'urgence en temps réel pour une ou plusieurs zones de contrôle. Ils ne participent pas au marché en gros ou de détail. On compte à l'heure actuelle 18 coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord. La figure 2.7 montre l'emplacement et les frontières de leurs zones respectives.

Figure 2.6 Zones de contrôle et régions du NERC

Principales parties touchées avant la cascade de pannes du 14 août

Les événements qui ont déclenché la panne sont survenus dans deux zones de contrôle, à savoir celles de la FirstEnergy (FE) et de la American Electric Power (AEP), auxquelles s'ajoutent leurs coordonnateurs de fiabilité respectifs, MISO et PJM. (Voir les figures 2.7 et 2.8.) On trouvera une description de ces organismes et de leurs responsabilités en matière de fiabilité dans cette dernière sous-section.

1. **La FirstEnergy exploite une zone de contrôle dans le nord de l'Ohio.** La FirstEnergy (FE) est formée de sept sociétés exploitantes de services d'électricité. Quatre de ces sociétés, l'Ohio Edison, la Toledo Edison, The Illuminating Company et la Penn Power, sont exploitées dans la région d'ECAR du NERC, et le MISO est leur coordonnateur de la fiabilité. Elles fonctionnent maintenant comme une seule zone de contrôle intégrée gérée par FE.[3]

2. **La American Electric Power (AEP) exploite une zone de contrôle en Ohio, juste au sud de celle de la FE.** L'AEP est à la fois un exploitant de lignes de transport et un opérateur responsable d'une zone de contrôle.

3. **Le Midwest Independent System Operator (MISO) est le coordonnateur de la fiabilité de FirstEnergy.** Le MISO est le coordonnateur de la fiabilité d'une région de plus de 2,6 million de kilomètres carrés (un million de milles carrés), qui s'étend du Manitoba au Canada, au nord, jusqu'au Kentucky, au sud, et du Montana, à l'ouest, jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie, à l'est. La coordination de la fiabilité est confiée à deux bureaux, l'un situé au Minnesota et l'autre, au siège social du MISO, en Indiana. Dans l'ensemble, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 37 zones de contrôle, dont la plupart sont membres du MISO.

4. **PJM est le coordonnateur de la fiabilité de l'AEP.** PJM est un des premiers EIR qui a été formé après les arrêtés 888 et 889 de la FERC, mais il avait été créé en tant que groupe d'échange d'énergie régional en 1935. PJM a récemment étendu son territoire pour englober les zones de contrôle et les exploitants de lignes de transport au sein de MAIN et ECAR (PJM-West). Il s'acquitte de ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité de différentes façons, selon les zones de contrôle concernées. Pour ce qui est de PJM-East, il est à la fois la zone de contrôle et le coordonnateur de la fiabilité de dix entreprises de services publics dont le réseau de transport englobe la région du Mid-Atlantic qui comprend le New Jersey, la majeure partie de la Pennsylvanie, le Delaware, le Maryland, la Virginie occidentale, l'Ohio, la Virginie et le district fédéral de Columbia. L'installation de PJM-West est le coordonnateur de la fiabilité de cinq zones de contrôle (AEP, Commonwealth Edison, Duquesne Light, Dayton Power and Light et Ohio Valley Electric Cooperative) et de trois zones de contrôle limitées à la production (centrale de Duke Energy dans le comté de Washington, en Ohio, centrale Duke du comté de Lawrence/Hanging Rock, en Ohio, et centrale Buchanan d'Allegheny Energy, en Virginie occidentale).

Figure 2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC

Responsabilités en matière de fiabilité des exploitants des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité

1. **Les opérateurs responsables de zones de contrôle assument la responsabilité première de la fiabilité.** Voici leurs responsabilités les plus importantes dans le contexte du présent rapport :

> **Critère N-1.** Politique d'exploitation du NERC n° 2.A, Activités de transport :

« Toutes les ZONES DE CONTRÔLE doivent fonctionner de façon à ce que l'impondérable le plus grave ne puisse provoquer l'instabilité du réseau, un sectionnement incontrôlable ou des pannes en cascade. » (traduction)

Préparatifs d'urgence et intervention d'urgence :

> Politique d'exploitation du NERC n° 5, Mesures d'urgence, critère général :

« Chaque réseau et chaque ZONE DE CONTRÔLE doit prendre promptement les mesures appropriées pour remédier aux situations anormales qui mettent en péril la fiabilité des activités d'interconnexion. » (traduction)

« Chaque réseau, chaque ZONE DE CONTRÔLE et chaque région doit élaborer un programme de délestage manuel et automatique lui permettant de stopper une baisse de fréquence ou de tension susceptible de provoquer une défaillance incontrôlable des composants de l'interconnexion. » (traduction)

> Politique d'exploitation du NERC nº 5.A. Coordination avec d'autres réseaux :

« Le réseau, la ZONE DE CONTRÔLE ou le groupe d'échange d'énergie qui fait face ou prévoit faire face à un impondérable opérationnel doit communiquer son état présent et futur aux réseaux, aux ZONES DE CONTRÔLE ou aux groupes d'échange d'énergie voisins ainsi qu'à l'ensemble de l'interconnexion. [...] Un réseau doit informer les autres réseaux [...] chaque fois [...] qu'il surcharge d'autres réseaux ou réduit la fiabilité de l'interconnexion [...] [ou chaque fois] que la charge des lignes du réseau et les valeurs de tension et de puissance réactive sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion. » (traduction)

> Politique d'exploitation du NERC nº 5.C. Réseau de transport de relève :

« En prenant des mesures pour corriger le dépassement d'un SEUIL DE SÉCURITÉ OPÉRATIONNEL, on ne doit pas imposer un stress inacceptable à l'équipement interne de production ou de transport, réduire la fiabilité du réseau au-delà des limites acceptables ou imposer indûment une demande de tension ou de charge réactive aux réseaux voisins. Si tous les autres moyens échouent, les mesures correctives peuvent exiger la réduction des charges. » (traduction)

Employés d'exploitation et formation :

> Politique d'exploitation du NERC nº 8.B. Formation :

« Chaque RESPONSABLE D'EXPLOITATION doit périodiquement simuler des situations d'urgence. Les scénarios mis en pratique doivent représenter diverses situations et urgences opérationnelles. » (traduction)

2. On demande aux COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ, tels que le MISO et PJM, de se conformer à tous les aspects des politiques d'exploitation du NERC, en particulier la politique nº 9, Procédures à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, et ses annexes. Voici quelques-unes des principales exigences :

> Politique d'exploitation du NERC nº 9, Critères à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, 5.2 :

Figure 2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les états voisins

Avoir « une capacité de surveillance minutieuse du SECTEUR DE FIABILITÉ et une capacité de surveillance suffisante des SECTEURS DE FIABILITÉ voisines afin de pouvoir reconnaître les violations possibles des consignes de sécurité. » (traduction)

> Politique d'exploitation du NERC nº 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 1.7 :

« Surveiller les paramètres qui peuvent avoir, à l'intérieur du SECTEUR DE FIABILITÉ et pour les SECTEURS DE FIABILITÉ voisines, des conséquences importantes sur [...] l'échange avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ d'information relative à des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles qui pourraient avoir des conséquences néfastes pour d'autres SECTEURS DE FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ coordonnera avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ ET D'AUTRES ZONES DE CONTRÔLE, selon les besoins, l'élaboration des plans nécessaires pour limiter les conséquences néfastes des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles ». (traduction)

Complexités institutionnelles et fiabilité dans le Midwest.

Les dispositions institutionnelles prises pour assurer la fiabilité dans le Midwest sont beaucoup plus complexes qu'elles ne le sont dans le nord-est — c.-à-d., le territoire desservi par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le Mid-Atlantic Area Council (MAAC). Deux grandes raisons expliquent cette complexité. La première est que, dans les régions du NPCC et du MAAC, l'exploitant indépendant de réseau (EIR) est aussi le seul exploitant de la zone de contrôle pour chacun des réseaux membres. En comparaison, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 35 zones de contrôle dans les régions d'ECAR, de MAIN et de MAPP et de deux autres zones dans la région de SPP, tandis que PJM assure la coordination de la fiabilité de huit zones de contrôle dans les régions d'ECAR et de MAIN (plus une région du MAAC). (Voir le tableau ci-dessous.) Cela se traduit par 18 interfaces de zones de contrôle sur le territoire de PJM et de MISO.

Coordonnateur de la fiabilité (CF)	**Zones de contrôle dans la région du conseil régional**	**Conseils régionaux de fiabilité touchés et nombre de zones de contrôle**	**Zones de contrôle concernées dans la région du conseil régional**
MISO	37	ECAR (12), MAIN (9), MAPP (14), SPP (2)	FE, Cinergy, Michigan Electric Coordinated System
PJM	9	MAAC (1), ECAR (7), MAIN (1)	PJM, AEP, Dayton Power & Light
ISO New England	2	NPCC (2)	ISONE, provinces maritimes
New York ISO	1	NPCC (1)	NYISO
Ontario Independent Market Operator	1	NPCC (1)	IMO
Trans-Énergie	1	NPCC (1)	Hydro-Québec

La seconde raison est que MISO a moins de pouvoir en matière de fiabilité sur les membres de sa zone de contrôle que PJM n'en a sur les siens. Il est permis de penser que ce manque de pouvoir rend les activités de fiabilité quotidiennes plus difficiles. À noter toutefois que : 1) le pouvoir de la FERC d'exiger que le MISO ait plus de pouvoir sur ses membres est limité; 2) avant d'approuver le MISO, la FERC a demandé au NERC une évaluation en bonne et due forme pour savoir si la fiabilité pourrait être assurée en vertu des dispositions proposées par le MISO et PJM. Après avoir examiné les plans de coordination de la fiabilité proposés pour PJM et le MISO et entre les deux organismes, le NERC a répondu par l'affirmative, mais à titre provisoire. En novembre et en décembre 2002, le NERC a procédé à des vérifications des plans de fiabilité du MISO et de PJM, mais on n'a pas encore donné pleinement suite à certaines des recommandations formulées par les vérificateurs. La pertinence des plans et leur mise en œuvre sans modification font partie des points examinés dans l'enquête en cours du NERC.

Politique d'exploitation du NERC nº. 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 6 :

« Procéder à des évaluations de la sécurité et exécuter des programmes de surveillance pour évaluer les situations d'urgence. Les évaluations doivent être réalisées en temps réel et, en ce qui concerne l'horizon de planification opérationnelle au niveau de la ZONE DE CONTRÔLE, tous les problèmes cernés doivent être communiqués au COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ doit s'assurer que la ZONE DE CONTRÔLE, LE SECTEUR DE FIABILITÉ et les limites régionales sont suffisamment modélisées pour déceler tout problème qui traverse ces limites. » (traduction)

Qu'est-ce qui constitue une urgence opérationnelle?

Une urgence opérationnelle se produit lorsque les ressources normalement disponibles ne permettent pas de remédier à une situation qui ne peut être maintenue. Selon la définition qu'en donne le manuel d'utilisation du NERC, une « urgence capacité » survient lorsque la capacité de production d'un réseau ou d'un groupe d'échange, ainsi que les achats fermes des autres réseaux, ne suffisent pas à satisfaire à la demande et aux exigences de la réglementation, compte tenu de la capacité de véhiculer l'énergie. Une « urgence énergie » a lieu lorsque l'entité qui fournit des charges a épuisé toutes ses ressources et n'est plus en mesure de répondre à la demande d'énergie attendue de ses clients. Une urgence transport survient quand « les charges des lignes et les valeurs de tension et de puissance réactive d'un réseau sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion ». Les opérateurs et les répartiteurs de la salle de contrôle ont une grande marge de manœuvre pour déterminer le moment où il faut décréter une situation d'urgence. Voir les pages 75-76 au chapitre 5 pour plus de détails.

---

[1] La province de Québec, même si l'on considère qu'elle appartient à l'Interconnexion de l'Est, est connectée à celle-ci seulement par des jonctions à CC. Lors de la panne, ces jonctions ont fait office de tampons entre différentes parties de l'Interconnexion de l'Est. Les perturbations transitoires se propagent moins facilement dans les parties protégées par ces tampons. Par conséquent, le réseau électrique du Québec n'a pas été touché par la panne de courant, sauf une petite partie de la charge de la province qui est directement connectée à l'Ontario par des lignes à CA. (Bien que les jonctions à CC puissent tenir lieu de tampons entre les réseaux, elles sont en revanche incapables de maintenir instantanément la production en cas de perte imprévue d'une génératrice.)

[2] À certains endroits, la transmission de puissance en gros est contrôlée par des mécanismes ou des systèmes spécialisés, tels que des régulateurs à angle de phase, des systèmes de transmission CA flexibles et des convertisseurs (et reconvertisseurs) CC à haute tension épissés aux système CA. Ces mécanismes demeurent trop coûteux pour un usage général.

[3] Consulter, notamment, *Maintaining Reliability in a Competitive Electric Industry* (1998), un rapport présenté au secrétaire américain à l'Énergie par le Task Force on Electric Systems Reliability; National Energy Policy (2001), un rapport présenté au président des États-Unis par le National Energy Policy Development Group, p. 7-6; et *National Transmission Grid Study* (2002), une étude publiée par le département américain de l'Énergie, p. 46-48.

[4] Les trois autres sociétés de la FE, Penelec, Met-Ed et Jersey Central Power & Light, sont situées dans la région de MAAC du NERC et ont PJM comme coordonnateur de fiabilité. Le rapport met l'accent sur la partie de FE se trouvant dans la région de fiabilité d'ECAR dans le territoire du coordonnateur de la fiabilité MISO.

3. Causes de la panne et dérogations aux normes du NERC

Résumé

Ce chapitre résume les causes qui ont été à l'origine de la panne en Ohio, d'après les analyses de l'équipe d'enquêteurs binationale. Il expose aussi la liste des faits constatés par le NERC en ce qui concerne sept dérogations précises aux politiques, aux lignes directrices et aux normes de fiabilité de cet organisme. Enfin, il explique que quelques normes et processus du NERC sont inadéquats, car ils n'indiquent pas clairement aux membres de l'industrie le mode d'application de certaines mesures préventives nécessaires au maintien de la fiabilité. Par ailleurs, le NERC n'a pas le pouvoir juridique de faire respecter ses normes. Si les normes claires avaient eu force exécutoire, en vertu d'une législation comme celle qu'étudie actuellement le Congrès américain, la panne aurait peut-être été évitée.

Les chapitres 4 et 5 présentent les détails qui appuient les conclusions résumées ici, tout en décrivant les conditions qui régnaient et les événements qui ont eu lieu au cours des jours qui ont précédé la panne et le jour même. Ils expliquent comment ces conditions et événements ont été ou non à l'origine de la panne en Ohio ou y ont contribué. Le chapitre 6 traite du phénomène de cascade, lorsque la panne s'est étendue à l'extérieur de l'Ohio; il examine aussi les causes et les événements de la panne en cascade comme éléments distincts des événements survenus plus tôt en Ohio.

Les causes de la panne en Ohio

Le mot « cause » signifie « ce qui produit un effet, [...] ce par quoi quelque chose existe, origine, principe ».[1] En cherchant l'origine de la panne, les enquêteurs ont examiné la séquence des événements, les actions et les inactions pour découvrir la ou les causes de chaque événement. L'idée de « cause » n'est pas seulement liée ici à ce qui est arrivé, ou pourquoi c'est arrivé, mais aussi et plus particulièrement aux entités dont le devoir et les responsabilités étaient de prévoir ce qui aurait pu mal fonctionner et de se préparer à y faire face. Quatre causes principales ou catégories de causes sont indiquées (voir encadré, pages 18 et 19).

Bien que les causes étudiées ci-dessous aient entraîné les défaillances et les événements du 14 août, elles ne se sont pas produites soudainement cette journée-là. Comme les chapitres suivants l'expliquent, elles témoignent plutôt de défaillances et de faiblesses « institutionnelles » de longue date, qu'il faut comprendre et corriger pour maintenir la fiabilité.

Liens de causes à faiblesses particulières

Dans les paragraphes qui suivent sont reliées des causes précises de la panne à certaines des conclusions auxquelles sont arrivés le NERC et les équipes binationales ainsi qu'à sept dérogations aux normes du NERC, découvertes par l'organisme lui-même.[2] Il existe en outre un groupe de conclusions en plus des quatre causes principales, c.-à-d., l'inaction, lorsqu'elle était le résultat d'autres conditions existantes. Par exemple, FE n'a pas donné suite à la perte de ses lignes de transport par manque d'information et de connaissances lui indiquant d'agir. Note : la liste des dérogations du NERC a été revue et augmentée depuis la publication du *Rapport provisoire*. Deux dérogations (les 4 et 6 du *Rapport provisoire*) ont été mises de côté et trois nouvelles ont été ajoutées au *Rapport final* (5, 6 et 7). Le NERC continue d'étudier les données et pourrait découvrir d'autres dérogations.[3]

Catégorie 1 : FirstEnergy et ECAR n'ont pas évalué et compris les défaillances du réseau de FE, particulièrement en ce qui concerne l'instabilité de tension et la vulnérabilité de la région de Cleveland-Akron, et FE n'a pas fait fonctionner son réseau selon des critères de tension et des mesures de correction appropriés.

- FE n'a pas surveillé et géré les réserves réactives en cas d'incident tel que le prévoit la politique d'exploitation 2 du NERC, section B, exigence 2.
- La politique d'exploitation 2 du NERC, section A, exige que le réseau soit remis dans un état de fonctionnement sûr dans un délai de 30 minutes pour être prêt à un autre impondérable.
- Le NERC ne dispose pas de processus de vérification clairs des centres de commande en ce qui concerne toutes les responsabilités de ces centres. Ces vérifications n'ont en général pas été menées avec assez de régularité et ne comprenaient pas de vérification complète de la conformité de la

Les causes du début de la panne

La panne du 14 août 2003 en Ohio est imputable à des défaillances touchant certaines pratiques et certaines installations et à des décisions humaines provenant de diverses organisations qui ont touché les conditions et résultats cet après-midi-là; par exemple, une puissance réactive insuffisante a été un des éléments de la panne et non pas une cause en elle-même. Ce sont des erreurs dans les politiques d'entreprise, un manque d'adhésion aux politiques industrielles et la gestion inadéquate de la puissance réactive et de la tension qui ont causé la panne, plutôt que le manque de puissance réactive. Les causes de la panne sont classées en quatre catégories :

Catégorie 1 : FirstEnergy et ECAR n'ont pas évalué et compris les défaillances du réseau de FE, particulièrement en ce qui concerne l'instabilité de tension et la vulnérabilité de la région de Cleveland-Akron, et FE n'a pas fait fonctionner son réseau selon des critères de tension appropriés. (Note : Cette cause n'était pas indiquée dans le *Rapport provisoire* du groupe de travail. Elle est basée sur l'analyse faite par l'équipe d'enquêteurs après la publication du *Rapport provisoire*.)

Comme il est décrit au chapitre 4 :

A) FE n'a pas réalisé d'études rigoureuses de planification à long terme de son réseau et a omis d'évaluer les cas d'incidents multiples ou de conditions extrêmes possibles. (Voir pages 41-47.)

B) FE n'a pas réalisé suffisamment d'analyses de tension pour son centre de commande de l'Ohio et a utilisé des critères de tension opérationnelle qui ne reflétaient pas les conditions et les besoins réels de stabilité de tension. (Voir pages 34-41.)

C) L'ECAR (le conseil de la fiabilité de FE) n'a pas réalisé d'examens ni d'analyses indépendants des critères de tension de FE et des besoins opérationnels, laissant ainsi FE utiliser des pratiques inadéquates sans les corriger. (Voir page 44.)

D) Certaines des normes et exigences de planification et d'exploitation du NERC étaient suffisamment ambiguës pour que FE puisse les interpréter de façon à adopter des pratiques pouvant compromettre la fiabilité d'exploitation du réseau. (Voir pages 34-36.)

Catégorie 2 : Connaissance insuffisance de la situation à FirstEnergy. FE n'a pas reconnu ou compris les conditions de détérioration de son réseau.

Comme il est décrit au chapitre 5 :

A) FE n'a pas su veiller à la sécurité de son réseau de transport après d'importants imprévus parce qu'elle n'utilisait pas régulièrement un bon outil d'analyse d'incidents. (Voir pages 55-56, 72.)

B) FE manquait de procédures garantissant que ses opérateurs restent au fait de l'état de fonctionnement de leurs principaux instruments de contrôle. (Voir pages 56-60, 62-64.)

C) Les informaticiens du centre de commande et les employés des opérations de FE n'avaient pas de procédures de communication internes efficaces. (Voir pages 61-64, 73-74.)

D) FE n'avait pas de procédures permettant de bien vérifier l'état de fonctionnement de ses instruments après des réparations. (Voir pages 61-62.)

E) FE n'avait pas d'instruments de commande supplémentaires ni de secours qui lui auraient donné une vue d'ensemble de l'état de son réseau de transport pour faciliter à ses opérateurs la compréhension du fonctionnement de ce dernier après une panne des principaux systèmes de commande et d'alarme. (Voir pages 59-62, 73-74.)

Catégorie 3 : FE n'a pas géré adéquatement la croissance des arbres dans les emprises de son réseau de transport.

C'est là la cause commune des pannes subies par trois lignes de transport à 345 kV et une ligne à 138 kV. (Voir chapitre 5, pages 65-72.)

Catégorie 4 : Défaut des organismes de gestion de la fiabilité du réseau interconnecté d'assurer un soutien diagnostique efficace en temps réel.

Comme il est décrit au chapitre 5 :

A) MISO n'avait pas accès aux données en temps réel concernant la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light pourtant intégrée à

Suite à la page 19

Les causes du début de la panne (suite)

Comme son estimateur d'état (outil de commande de réseau). Ce problème de logiciel l'a empêchée de se rendre compte plus tôt du dérèglement du réseau FE et de l'aider à déceler cette anomalie. (Voir pages 55-56.)

B) Les coordonnateurs de la fiabilité de MISO utilisaient des données estimatives comme soutien du contrôle en temps réel des vannes de transport, d'où l'incapacité de MISO à détecter l'écart de sécurité N-1 dans le réseau de FE et à aider cette dernière à prendre les mesures correctives nécessaires. (Voir pages 59-71.)

C) MISO n'avait pas de moyen efficace de constater le lieu et l'importance des opérations des disjoncteurs de lignes de transport signalées par son SGE (Système de gestion de l'énergie). Une telle information aurait permis à ses opérateurs de se rendre compte plus tôt des pannes de lignes importantes. (Voir pages 53-55, 71.)

D) PJM et MISO n'avaient ni procédures ni règles communes quant au moment et à la façon de coordonner leurs interventions en cas d'observation par l'un d'un écart de limites de sécurité dans le secteur de l'autre en raison d'un incident imprévu survenu à proximité de leur frontière commune. (Voir pages 70-71.)

Dans les chapitres suivants, les sections qui se rapportent à des causes particulières sont signalées au moyen des symboles suivants :

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

Cause 3: Élagage insuffisant des arbres

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Cause 4 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

zone de contrôle aux exigences du NERC et des conseils régionaux. La conformité aux recommandations suivant la vérification est facultative.

- L'ECAR n'a pas réalisé d'examens ni d'analyses adéquats des pratiques de gestion de la puissance réactive, des critères de tension de FE et des besoins d'exploitation.
- FE n'a pas de programme adéquats de délestage automatique en sous-tension dans la région de Cleveland-Akron.

Catégorie 2 : Connaissance insuffisante de la situation à FirstEnergy. FE n'a pas reconnu ou compris la détérioration de son réseau.

Dérogations (indiquées par le NERC) :

- **Dérogation 7 :** L'équipement de surveillance du réseau de FE ne permettait pas d'alerter les opérateurs de FE des écarts importants dans les conditions d'exploitation et du besoin de les corriger, tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 4 du NERC, section A, exigence 5.
- **Dérogation 3 :** FE n'a pas employé les outils d'estimation d'état et d'analyse d'incidents pour évaluer l'état du réseau, dérogeant à la politique d'exploitation 5 du NERC, section C, exigence 3 et à la politique 4, section A, exigence 5.

Autres problèmes :

- Le personnel de FE ne s'est pas assuré que son analyse d'incidents en temps réel était une application SGE fonctionnelle et efficace tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 2 du NERC, section A, exigence 1.
- L'équipement de surveillance du réseau de FE ne mettait pas à la disposition des opérateurs les moyens d'évaluer les effets de la perte de transmission ou de centres de production importants, comme l'exige la politique d'exploitation 4 du NERC, section A, exigence 4.
- Les opérateurs de FE n'ont pas reçu suffisamment de données de fonctionnement et d'outils d'analyse, comme l'exige la politique d'exploitation 5 du NERC, section C, exigence 3.

- La formation des opérateurs de FE était insuffisante pour assurer le maintien d'un fonctionnement fiable dans des conditions d'urgence, tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 8 du NERC, section 1.
- La politique d'exploitation 4 du NERC n'a aucune exigence détaillée en ce qui concerne les points suivants : a) surveillance et essais des systèmes d'importance vitale SGE et SCADA (Supervisory control and data acquisition) et b) analyses d'incidents.
- La politique d'exploitation 6 du NERC comporte une exigence de prévoyance de la perte du centre de commande principal, mais n'a pas de dispositions précises quant à ce qui doit être fait dans un tel cas.
- Les examens d'accréditation du NERC pour les opérateurs de systèmes vérifient leurs connaissances de base de l'exploitation du réseau et des politiques d'exploitation. Une formation supplémentaire importante est requise afin qu'une personne soit apte à exercer des fonctions de commande de réseau et de gestion.

Catégorie 3 : FE n'a pas géré adéquatement la croissance des arbres dans les emprises de son réseau de transport. C'est là la cause commune des pannes subies par trois lignes de transport à 345 kV et une ligne à 138 kV.

- FE n'a pas maintenu les valeurs nominales de l'équipement par le truchement d'un programme de gestion de la végétation. Le programme de gestion de la végétation est nécessaire pour satisfaire à l'exigence 1, section A de la politique 2 du NERC (« Les zones de contrôle doivent établir, maintenir et mettre en œuvre des politiques et procédures officielles visant à assurer la sûreté des lignes de transport... y compris les valeurs nominales de l'équipement. »)
- Les exigences relatives à la gestion de la végétation ne sont pas définies dans les normes et politiques du NERC.

Catégorie 4 : Défaut des organismes de gestion de la fiabilité du réseau interconnecté d'assurer un soutien diagnostique efficace.

Dérogations (indiquées par le NERC) :

- **Dérogation 4 :** MISO n'a pas avisé les autres coordonnateurs de la fiabilité des problèmes possibles, tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 9 de NERC, section C, exigence 2.
- **Dérogation 5 :** MISO n'utilisait pas de données en temps réel comme soutien du contrôle en temps réel tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 9 du NERC, annexe D, section A, critères 5.2.
- **Dérogation 6 :** Les coordonnateurs de la fiabilité de PJM et MISO n'avaient ni procédures ni règles communes quant au moment et à la façon de coordonner leurs interventions en cas d'observation par l'un d'écart de limites de sécurité dans le secteur de l'autre en raison d'un événement imprévu survenu près de leur frontière commune, tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 9 du NERC, annexe 9C, procédures d'urgence. **Note** : la politique 9 manque de détails relatifs à la nature de la coordination des procédures et de la formation.

Autres problèmes :

- MISO ne disposait pas de la capacité de surveillance suffisante pour remplir ses responsabilités de coordonnateur de la fiabilité tel que l'exige la politique 9 du NERC, annexe D, section A.
- Bien que MISO soit le coordonnateur de la fiabilité de FE, le 14 août, FE n'était pas l'un des signataires de la convention des propriétaires de lignes de transport de MISO et ne relevait pas du tarif de MISO, de sorte que MISO n'avait pas l'autorité nécessaire à titre de coordonnateur de la fiabilité de FE comme l'exige la politique 9 du NERC, section B, exigence 3.
- Bien que n'ayant pas l'autorité conférée par une convention signée, à titre de coordonnateur de la fiabilité, MISO aurait dû donner à FE la directive de remettre l'exploitation du réseau dans un état sûr et fiable tel que l'exige la politique 9 du NERC, section B, exigence 2, avant que les pannes en cascade surviennent.
- American Electric Power (AEP) et PJM ont tenté d'utiliser le processus d'allégement de la charge de transport (ACT) pour remédier aux transits de puissance sans savoir que l'ACT ne résoudrait pas le problème.
- La politique 9 du NERC ne contient pas d'exigence visant les coordonnateurs de la fiabilité équivalente à l'article de la politique 2 du NERC qui déclare qu'il faut utiliser de l'équipement de surveillance de façon à ce que tout écart important dans les conditions d'exploitation soit porté à l'attention du coordonnateur de la fiabilité.
- La politique 9 du NERC ne contient pas de critères visant l'établissement des listes d'installations essentielles dans chaque zone de coordonnateur de la fiabilité.

- La politique 9 du NERC ne contient pas d'éléments précis sur la coordination des procédures et de la formation des coordonnateurs de fiabilité concernant « le fonctionnement dans les limites les plus prudentes » dans les situations où les conditions d'exploitation ne sont pas parfaitement comprises.

Défaut d'agir de FirstEnergy ou d'autres pour régler le problème croissant dû à d'autres causes.

Dérogations (identifiées par le NERC) :

- **Dérogation 1** : À la suite de la panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin, FE n'a pas fait le nécessaire pour remettre le réseau dans un état de fonctionnement sûr dans les 30 minutes tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 2 du NERC, section A, norme 1.
- **Dérogation 2** : Le personnel de FE n'a pas avisé celui des réseaux avoisinants des conditions d'exploitation d'urgence tel qu'il est exigé par la politique d'exploitation 5 du NERC, section A.

Autres problèmes :

- Le personnel d'exploitation de FE n'a pas pris promptement les mesures exigées par la politique 5 du NERC, critères généraux, pour remédier aux conditions anormales ayant résulté de la panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin.
- Le personnel d'exploitation de FE n'a pas mis en œuvre les mesures nécessaires pour remettre le système dans les limites de fonctionnement sûr dans le délai prescrit par la politique 2 du NERC, section A, norme 2, à la suite de la panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin.
- Le personnel d'exploitation de FE n'a pas exercé son autorité pour remédier au dépassement des limites de sécurité de fonctionnement tel que l'exige la politique 5 du NERC, section C, exigence 2.
- FE n'a pas mis en œuvre un programme d'allégement de charge pour remédier aux conditions de fonctionnement réseau critiques tel que l'exige la politique 2 du NERC, section A, exigence 1.2.
- FE n'a pas montré son application des procédures d'exploitation d'urgence tel que l'exige la politique 6 du NERC, section B, critères d'exploitation d'urgence.
- Le personnel d'exploitation de FE n'a pas démontré que FE disposait d'un programme de délestage manuel efficace, conçu pour pallier les affaissements de tension produits sous l'effet de la défaillance incontrôlée de composants de l'interconnexion, tel qu'il est exigé par la politique 5 du NERC, critères généraux.
- La politique 5 du NERC manque d'éléments précis à l'intention des zones de contrôle, relativement aux procédures de coordination avec les autres réseaux et de formation concernant « l'exploitation suivant la limite la plus prudente » dans les situations où les conditions d'exploitation ne sont pas parfaitement comprises.

Questions d'ordre institutionnel

Tel qu'indiqué ci-dessus, l'équipe d'enquêteurs a relevé un certain nombre de questions d'ordre institutionnel relatives au NERC et à ses normes de fiabilité. Nombre de problèmes institutionnels naissent non pas parce que le NERC est une organisation inadéquate ou inefficace, mais plutôt du fait qu'il n'a pas d'indépendance structurelle vis-à-vis de l'industrie qu'il représente et qu'il n'a pas l'autorité nécessaire pour élaborer des normes fortes et fiables et pour les imposer. Bien qu'un grand nombre d'intervenants de l'industrie et du NERC appuient de telles mesures, une législation promulguée par le Congrès des États-Unis est nécessaire pour les mettre en place.

Ces questions institutionnelles peuvent se résumer de façon générale comme suit :

1. Bien que les dispositions du NERC traitent de plusieurs facteurs et pratiques qui ont contribué à la panne, certaines des politiques ou des lignes directrices sont inexactes, imprécises et manquent de détails, permettant ainsi des interprétations différentes parmi les conseils de la fiabilité, les centres de commande et les coordonnateurs de la fiabilité. Les normes du NERC sont des exigences minimales qui seraient plus rigoureuses au besoin si elles étaient administrées par des entités régionales ou sous-régionales. Cependant, les régions n'ont pas toutes envie de mettre en place des normes de fiabilité exigeantes.

2. Le NERC et la communauté de la fiabilité de l'industrie étaient au courant du manque de détails et de spécificité de certaines normes, comme les définitions des limites de sécurité de l'exploitation, la définition des mises hors service planifiées et le transfert des fonctions des coordonnateurs de la fiabilité aux centres de commande. Ils n'ont cependant pas agi rapidement ni efficacement pour s'attaquer à ces problèmes.

3. Certaines normes ayant rapport aux causes de la panne manquent de critères de conformité précis et mesurables, parmi lesquelles les normes sur la

formation des opérateurs, les équipements de commande de secours, les directives de fonctionnement en cas de panne partielle ou complète du SGE, la formation sur les procédures d'urgence, les plans de remise en charge du réseau, les exigences en matière de réserve réactive, le régime nominal de lignes et le plan de gestion de la végétation.

4. Le programme de conformité du NERC et le processus régional de vérification ne sont pas assez complets ni poussés pour évaluer les capacités de tous les centres de commande à diriger leur partie du réseau de production-transport d'électricité. L'efficacité et l'ampleur des efforts consentis par les conseils régionaux pour vérifier la conformité ont considérablement varié d'une région à l'autre. Il est tout aussi important de souligner qu'en l'absence d'obligation de conformité et de pénalités, il n'existe aucune exigence de correction lorsqu'une entité est trouvée incompétente en la matière.

5. Les normes ont tendance à être administratives et techniques plutôt qu'orientées vers des résultats.

6. Un processus de développement de normes du NERC récemment adopté est long et n'est pas encore compris entièrement ou utilisé par beaucoup de participants de l'industrie. Il reste encore à voir si ce processus peut être adapté pour soutenir le développement rapide de normes claires et vérifiables.

7. Le NERC ne dispose pas d'un processus efficace permettant d'assurer le suivi, sur le plan de l'imputabilité, des recommandations faites dans divers rapports et analyses de perturbations. De leur propre initiative, certains conseils régionaux ont mis en place un processus de suivi efficace pour leur région géographique.

Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité exploitent le réseau global au jour le jour selon les lignes directrices, les politiques et les exigences établies par les intervenants de la fiabilité de l'industrie sous la coordination du NERC. Si ces politiques sont fortes, claires et précises, tout le monde planifiera et contrôlera le réseau à un haut niveau de fonctionnement et de fiabilité. Si ces politiques sont faibles, ambiguës et ne précisent pas de façon claire et nette les rôles que les entités doivent jouer et leurs responsabilités, elles permettront alors aux entreprises de fonctionner à des niveaux différents et la fiabilité du réseau pourra être compromise.

Comme le NERC est un organisme bénévole qui prend des décisions par votes de ses membres, si les normes du NERC ne sont pas claires et précises, manquent de portée ou ne sont pas assez strictes, il s'agit alors non seulement d'un échec du NERC, mais aussi de toute l'industrie qui prépare et vote ces normes. De la même manière, la capacité du NERC d'assurer la conformité à ses exigences par l'entremise de son programme de vérification n'est que proportionnelle à la volonté de l'industrie d'appuyer ce programme.

Dérogation 1 : À la suite de la panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin, FE n'a pas fait le nécessaire pour remettre le réseau dans un état de fonctionnement sûr dans les 30 minutes. (Bien que la politique d'exploitation 5 sur les mesures d'urgence ne traite pas de la question de « la limite la plus prudente d'exploitation » lors d'interconnexion avec d'autres réseaux ou lorsque les conditions de fonctionnement ne sont pas comprises, il existe d'autres politiques du NERC qui en traitent : politique 2, section A, norme 1 sur la fiabilité essentielle pour incident isolé; politique 2, section A, norme 2 pour remettre un réseau dans un état sûr de fonctionnement dans les 30 minutes; politique 2, section A, exigence 1 sur les politiques et les procédures explicites permettant un transport sûr; politique 5, critères généraux, pour éliminer toute condition anormale qui mettrait en danger une exploitation fiable; politique 5, section C, exigence 1 pour alléger les dérogations aux limites de sécurité; et politique 5, section 2, exigence 2, qui donne aux opérateurs du réseau la responsabilité et l'autorité de remédier aux dérogations des limites de sécurité d'exploitation au moyen de mesures appropriées.)

Dérogation 2 : FE n'a pas avisé les autres réseaux de l'urgence imminente dans son réseau (selon la politique d'exploitation 5, section A, exigence 1, un réseau doit informer les autres réseaux si son état grève les autres réseaux, réduit la fiabilité du réseau ou si son manque de protection en cas d'incident isolé risque de compromettre la fiabilité de l'interconnexion. La politique d'exploitation 5, section A, critères, contient des dispositions semblables.)

Dérogation 3 : FE n'a pas employé les outils d'estimation d'état et d'analyse d'événements pour évaluer l'état du réseau. (Ceci est traité dans la politique d'exploitation 5, section C, exigence 3, concernant l'estimation de l'écart par rapport aux limites de sûreté de fonctionnement, ainsi que dans la politique 4, section A, exigence 5, où il est dit que l'on doit faire usage d'un équipement de surveillance pour aviser l'opérateur de réseau de conditions importantes et du besoin de prendre des mesures correctives.)

Dérogation 4 : MISO n'a pas avisé les autres coordonnateurs de la fiabilité des problèmes possibles. (Politique d'exploitation 9, section C, exigence 2, imposant au coordonnateur de la fiabilité d'alerter tous les centres de commande et les coordonnateurs de la fiabilité d'un problème de transport potentiel.)

Dérogation 5 : MISO n'utilisait pas de données en temps réel comme soutien du contrôle en temps réel. (Politique d'exploitation 9, annexe D, section A, critères pour les coordonnateurs de la fiabilité 5.2 concernant des moyens suffisants pour exercer leurs responsabilités, incluant une capacité suffisante de surveillance pour détecter toute dérogation éventuelle aux règles de sécurité.)

Dérogation 6 : Les coordonnateurs de la fiabilité de PJM et MISO n'avaient ni procédures ni règles communes relatives à la coordination de leurs interventions en cas d'écart de limites de sécurité observé par l'un dans le secteur de l'autre à la suite d'un événement imprévu près de leur frontière commune. (Politique d'exploitation 9, annexe 9C, procédures d'urgence.) **Note** : étant donné que la politique 9 manque de détail sur les procédures et la formation coordonnées, l'équipe binationale n'a pas pu indiquer la transgression exacte qui s'est produite.

Dérogation 7 : Les opérateurs de FE ne disposaient pas des instruments de contrôle suffisants qui leur auraient permis de se rendre compte de l'écart de limites de sécurité du réseau. (Politique d'exploitation 4, section A, exigences de surveillance du réseau concernant la disponibilité des ressources et l'utilisation d'équipement de surveillance pour alerter les opérateurs du besoin d'une action corrective.)

Renvois

[1] Le Petit Larousse 2002, Larousse/VUEF, France, 2001

[2] Une équipe du NERC a étudié si et comment des dérogations aux exigences de fiabilité du NERC ont pu survenir dans la séquence d'événements menant à la panne. Elle a aussi étudié si des insuffisances dans les exigences, les pratiques et les procédures du NERC, ainsi que dans les organisations régionales de fiabilité, avaient pu contribuer à la panne. Elle a trouvé sept dérogations précises aux politiques d'exploitation du NERC (bien que certaines soient dues à un manque de précision des exigences du NERC).

En se fondant sur le travail réalisé par l'équipe d'analyse des causes principales et en l'approfondissant, l'équipe d'enquête sur les normes, les procédures et la conformité a étudié les politiques du NERC et les dérogations possibles. Dans cette étude, elle a découvert un certain nombre de dérogations aux politiques d'exploitation 2, 4, 5 et 9.

[3] Le NERC n'a pas encore terminé la révision des normes et des dérogations.

4. Contexte et conditions préalables - État du réseau électrique du Nord-Est avant le début de la panne

Résumé

Ce chapitre a pour objet d'examiner l'état de la partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est, dans les jours et les heures ayant précédé 16 h HAE, le 14 août 2003, en vue de déterminer si les conditions antérieures à la panne étaient inhabituelles et pouvaient avoir contribué au déclenchement de celle-ci. Les enquêteurs du Groupe de travail ont constaté qu'à 15 h 05 HAE, juste avant la chute (par arrêt automatique) de la ligne de transport à 345 kV Harding-Chamberlin de la société FirstEnergy (FE), le réseau était électriquement sûr, et capable de resister à n'importe laquelle de plus de 800 impondérables, y compris la perte de la ligne Harding-Chamberlin. À ce moment, le réseau se conformait en tous points aux politiques d'exploitation du NERC.

Le fait qu'à 15 h 05 HAE le 14 août 2003 le réseau était en état d'exploitation fiable s'avère extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Cela signifie qu'aucune des caractéristiques électriques du réseau, avant 15 h 05 HAE, n'a directement provoqué la panne. Cette constatation élimine de nombreuses causes éventuelles, qu'elles aient agi séparément ou par un effet combiné, y compris :

- les faibles tensions au cours de la journée du 14 août ou dans les jours qui ont précédé,
- la non-disponibilité de génératrice individuelles ou lignes de transport,
- les transits de courants élevés dans la région,
- les variations de la fréquence réseau,
- la faible production de puissance réactive par les PIP (producteurs indépendants de puissance).

L'information présentée dans le présent chapitre atteste que le réseau était électriquement sûr, mais elle démontre également, faits à l'appui, que la région de Cleveland-Akron était très vulnérable aux perturbations de la tension. Ces faiblesses n'interdisaient pas à FE d'exploiter son réseau de manière sûre, mais celle-ci n'était pas en mesure de le faire parce qu'elle avait négligé de mener les études de planification opérationnelle et à long terme requises pour comprendre ces faiblesses et leurs implications au bon fonctionnement du réseau.

Il est important de noter que le fait d'établir si les conditions étaient normales ou inhabituelles le ou avant le 14 août ne change en rien les devoirs et les responsabilités des organisations et des exploitants chargés de veiller à la fiabilité du réseau électrique. Comme on l'a mentionné au chapitre 2, l'industrie de l'électricité a élaboré et codifié un ensemble de normes et de pratiques de gestion de la fiabilité qui se renforcent les unes les autres, de manière que les exploitants de réseau puissent faire face à tous les imprévus. Ces exigences découlent du constat suivant : il faut s'attendre à ce que des éléments du réseau électrique tombent en panne ou deviennent indisponibles à des heures et de façon imprévisibles. Une saine gestion de la fiabilité vise à faire en sorte que le réseau continue de fonctionner en toute sécurité, dans les limites thermiques, de tension et de stabilité prescrites, même après la perte accidentelle d'un élément clé, comme une génératrice de grande puissance ou une ligne de transport principale. Ces mesures ont pour but d'assurer le maintien d'un réseau fonctionnel et fiable dans toutes les situations, normales et anormales.

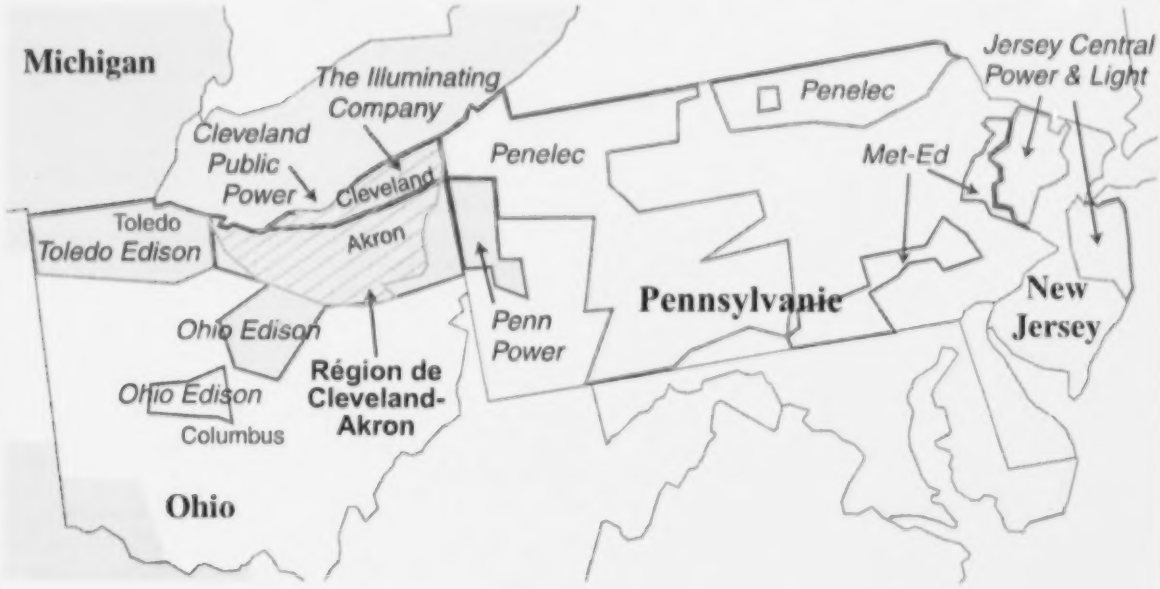
Un principe élémentaire de gestion de la fiabilité veut que « les opérateurs de réseau fassent fonctionner le système qu'ils ont devant eux, quel que soit sont état ». Le réseau doit être géré de manière à surmonter tout événement imprévu qui peut survenir à lui seul et à se tenir prêt à affronter le prochain dans les 30 minutes qui suivent. Ainsi, en cas de perte imprévue d'une installation, les opérateurs devront déterminer comment ils peuvent modifier leurs paramètres de fonctionnement pour faire face à la situation – et leurs choix sont multiples : rajuster la production des génératrices en fonction de la demande, suspendre les échanges de courant, fermer des lignes de transport ou les ouvrir ou procéder à des délestages de charges interruptibles ou de clients fermes (c'est-à-dire déconnecter temporairement certains clients de manière à abaisser la demande d'électricité à un niveau correspondant à ce que le réseau est en mesure de fournir).

Les pages qui suivent décrivent l'état du réseau électrique au nord-est de l'Ohio et dans ses environs le 14 août dernier, de manière à mieux situer la panne dans son contexte. On y précisera notamment les charges de puissance réelle et réactive du réseau, la topologie de celui-ci (soit la disponibilité et la capacité des équipements de production et de transmission), les profils de propagation du courant, les profils de tension et les réserves de puissance réactive. On passera également en revue les données réelles relatives au réseau, le résultat des modélisations effectuées par l'équipe d'enquête des activités passées de FE et AEP dans la région de Cleveland-Akron. Les analyses détaillées seront présentées lors d'un rapport du NERC.

Leçon de géographie

Pour bien analyser la panne du 14 août, il est essentiel de comprendre la géographie du territoire de FirstEnergy (FE). FE compte sept services publics de distribution d'électricité qui lui sont affiliés – Toledo Edison, Ohio Edison et The Illuminating Company en Ohio, et quatre autres en Pennsylvanie et au New Jersey. Sa zone de contrôle en Ohio englobe le territoire des trois services publics de distribution d'électricité de l'Ohio, ainsi que celui de Cleveland Public Power, un service municipal qui dessert la ville de Cleveland. Comprise dans la zone de contrôle de FE en Ohio se trouve la région de Cleveland-Akron, représentée par la surface hachurée en rouge.

Ces détails géographiques sont importants parce que la région de Cleveland-Akron est une enclave mal desservie par les réseaux de transport d'électricité et disposant d'une capacité de production limitée. Certaines analyses des causes de la panne font état de mesures prises aux limites de la zone de contrôle de FE en Ohio, mais ces mesures ont eu peu d'effet sur le déroulement de la panne. Ce qui compte en fait, ce sont les conditions qui avaient cours à l'intérieur et à la périphérie de la région de Cleveland-Akron.



	Charge record de tous les temps (en MW)	Charge le 14 août 2003 (en MW)
Région de Cleveland-Akron (y compris le territoire de Cleveland Public Power)	7 340	6 715
Zone de contrôle de FE en Ohio	13 299	12 165
Zone de distribution au détail de FE, y compris le territoire de PJM	24 267	22 631

Fiabilité et sécurité

Le NERC – et le présent rapport – utilisent les définitions suivantes de la fiabilité, de l'adéquation et de la sécurité.

Fiabilité – Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport d'électricité fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. La fréquence, la durée et l'importance des problèmes d'approvisionnement déterminent la fiabilité d'un réseau.

Adéquation – Aptitude du réseau électrique à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant le réseau.

Sécurité – Aptitude d'un réseau à surmonter des perturbation soudaines comme des courts-circuits ou la perte inattendue de certains de ses éléments.

Demande d'électricité le 14 août

Le 14 août, les températures étaient chaudes mais normales dans toute la région nord-est des États-Unis et dans l'est du Canada (figure 4.1). La demande d'électricité était élevée en raison des fortes charges de climatisation typiques des journées chaudes du mois d'août, mais pas inhabituelle. Parallèlement à la progression des températures, de 26 °C (78 °F) le 11 août à 31 °C (87 °F) le 14 août, la charge de pointe dans la zone de contrôle de FE avait augmenté de 20 %, passant de 10 095 à 12 165 MW. Les opérateurs de réseau avaient réussi à gérer des demandes plus élevées dans le nord-est de l'Ohio et le Midwest américain plus tôt au cours de l'été et dans les années précédentes, le record historique de la demande dans la zone contrôlée par FE, s'établissant à 13 299 MW. Le 14 août représente une crête maximum de demande pour FE 2003.

Plusieurs grands réseaux d'électricité du Midwest ont systématiquement sous-estimé leurs prévisions de la demande entre le 11 et le 14 août 2003. La figure 4.2 illustre les demandes prévue et réelle dans les réseaux d'AEP, de la Michigan Electrical Coordinated Systems (MECS) et de FE pour la période du 11 au 14 août. Ces écarts entre les prévisions et la réalité ne sont pas inhabituels; toutefois, étant donné que les prévisions sont utilisées pour la planification du lendemain en ce qui concerne la production et les achats de courant, de même que la gestion de la puissance réactive, elles peuvent avoir un effet sur la disponibilité et l'affectation des équipements.

L'existence de fortes charges de climatisation dans le Midwest le 14 août doit être prise en considération parce que les climatiseurs (comme tout autre moteur à induction) ont des facteurs de puissance plus faibles que le reste des appareils électriques utilisés par les clients, et consomment donc plus de puissance réactive. Étant donnée la persistance depuis plusieurs jours d'une vague de chaleur importante dans la région, un grand nombre de climatiseurs étaient en marche et consommaient des quantités considérables de puissance réactive, taxant d'autant les capacités de production limitées de puissance réactive disponibles dans la région.

Figure 4.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et l'est du Canada

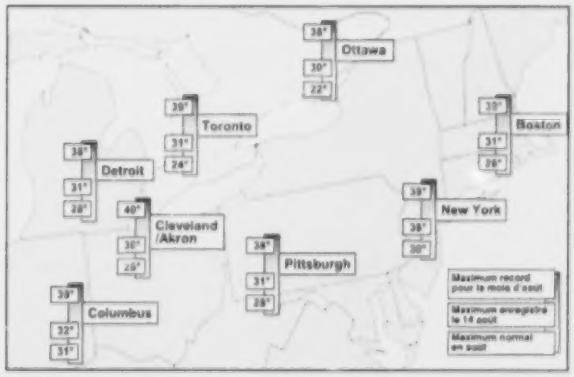
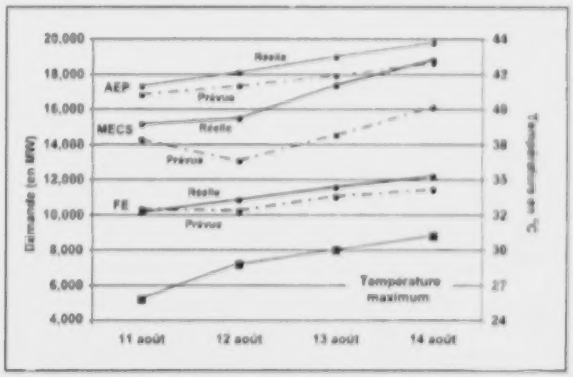


Figure 4.2 Sous-estimation de la demande d'électricité, du 11 au 14 août



Installations de production non disponibles le 14 août

Plusieurs génératrices clés de la région étaient hors service le 14 août. Dans tout réseau, une partie de la capacité de production et de transport d'électricité n'est pas disponible d'un jour à l'autre. Certaines installations sont hors service pour cause d'entretien périodique tandis que d'autres le sont en raison d'une panne imprévue. Le 14 août 2003, le nord-est de l'Ohio ne faisait pas exception (tableau 4.1) et comptait un certain nombre d'installations à l'arrêt.

En temps normal, ces génératrices fournissent une puissance réelle et réactive aux régions de Cleveland, de Toledo et de Detroit. Les pratiques de gestion courantes exigent des opérateurs de réseau qu'ils tiennent compte de la non-disponibilité de certaines installations de production et de transport au moment de planifier l'exploitation du réseau pour le lendemain. Le fait de

Facteur de puissance relative à la charge et puissance réactive

Le facteur de puissance relative à la charge est une mesure de l'importance relative de la puissance réelle et de la puissance réactive consommées par la charge raccordée à un réseau. Une charge résistive – comme celle d'un radiateur électrique ou d'une lampe incandescente – ne consomme que de la puissance réelle (aucune puissance réactive) et possède un facteur de puissance relative à la charge de 1,0. Les moteurs à induction, largement utilisés dans les usines et les mines, mais aussi dans les maisons (par exemple, dans les climatiseurs, les ventilateurs des systèmes de chauffage à air pulsé et les machines à laver), consomment à la fois de la puissance réelle et de la puissance réactive. Leur facteur de puissance se situe généralement entre 0,7 et 0,9 lorsqu'ils fonctionnent en régime continu. Les petits moteurs monophasés à induction (qu'on trouve, par exemple, dans les électroménagers), ont généralement des facteurs de puissance au bas de l'échelle.

Plus le facteur de puissance relative à la charge est faible, plus la charge raccordée au réseau consomme de la puissance réactive. Par exemple, une charge de 100 MW comportant un facteur de puissance de 0,92 consomme 43 Mvar de puissance réactive, tandis que la même charge de 100 MW avec un facteur de puissance égal à 0,88 consomme 54 Mvar de puissance réactive. Les charges comportant des facteurs de puissance plus faibles consomment progressivement plus de puissance réactive à mesure que la tension réseau baisse. C'est notamment le cas des moteurs à induction des climatiseurs et des réfrigérateurs, particulièrement sollicités par temps chaud et humide.

En plus de la charge représentée par les consommateurs finaux d'électricité, les divers équipements de transport de l'électricité – comme les transformateurs et les lignes de transport – consomment eux-mêmes de la puissance réactive. Il [illegible]nc prévoir à différents points du réseau des [illegible]s de compensation en puissance réactive pour [illegible]enir la transmission de la puissance réelle. Dans [illegible]e ligne de transport, la puissance réactive est consommée selon le carré de la puissance électrique transmise, de sorte qu'une augmentation de 10 % de la quantité de courant transférée exigera un apport supplémentaire de 21 % en puissance réactive.

Dans les zones métropolitaines caractérisées par des pointes de consommation estivales importantes, on assiste habituellement à une hausse significative de la demande d'électricité à mesure que la température et l'humidité relative augmentent. Cette hausse de la demande est accompagnée d'une modification de la nature de la consommation, qui a un effet important sur le facteur de puissance. Ainsi, dans une zone métropolitaine de 5 millions d'habitants, les pointes de charge peuvent passer de 9 200 MW en hiver à 10 000 MW en été, entraînant en plus un rajustement du facteur de puissance relative à la charge de 0,92 à 0,88, ce qui aura pour effet de faire passer la demande de puissance réactive de 3 950 Mvar en hiver à 5 400 Mvar en été, cette hausse étant attribuable à la modification des utilisations finales de l'électricité. Or la puissance réactive voyage mal, surtout sur un réseau fortement chargé, et doit donc être générée à proximité des lieux de consommation. C'est la raison pour laquelle les postes de distribution urbains soumis à des pics importants de la demande en été sont généralement plus susceptibles de souffrir d'instabilité des tensions que les postes qui connaissent des pics de la demande en hiver. Il revient alors aux responsables des zones de contrôle de suivre de près l'évolution des tensions et le niveau des réserves de puissance réactive disponibles dans leur réseau, de manière à faire les rajustements qui s'imposent.

Tableau 4.1 Génératrices non disponibles le 14 août

Génératrice	Puissance nominale	Raison
Centrale nucléaire Davis-Besse	883 MW	Arrêt prolongé sur ordre de la NRC à compter du 22 mars 2002
Génératrice 3 de Sammis	180 MW	Arrêt forcé le 12 août 2003
Génératrice 4 d'Eastlake	238 MW	Arrêt forcé le 13 août 2003
Génératrice 1 de Monroe	817 MW	Arrêt planifié le 8 août 2003 (mise hors service)
Réacteur 2 de Cook	1060 MW	L'arrêt a commencé le 13 août 2003

connaître l'état des principales installations permet en outre de mieux établir les niveaux sécuritaires de transfert d'électricité pour le lendemain.

Au cours des études de planification de la veille, pour le 14 août, les responsables du MISO ont tenu compte de la situation et les pannes qui leur ont été annoncés et conclu que l'on pouvait exploiter le réseau régional en toute sécurité. La non-disponibilité de ces génératrices et de ces installations de transport n'a pas été à l'origine de la panne.

Le 14 août, quatre ou cinq batteries de condensateurs implantées dans la région de Cleveland-Akron – dont les batteries situées aux sous-stations Fox et Avon – avaient été retirées du service pour une inspection périodique.[1] Ces sources de puissance réactive statique, qui jouent un rôle important dans le soutien de la tension électrique, n'ont malheureusement pas été remises en service le même jour, même si les opérateurs étaient à court de puissance réactive dans la région.[2] Normalement, l'inspection et la maintenance des sources de puissance réactive se font en période creuse, de façon que les opérateurs disposent de toute la latitude possible en période de pointe.

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

La non-disponibilité de ces sources essentielles de puissance réactive n'était pas connue des opérateurs de réseaux voisins de celui de FE. Les politiques du NERC exigent pourtant que l'état des installations critiques d'un réseau fasse l'objet d'un contrôle approprié et que les coordonnateurs de la fiabilité et les opérateurs des zones de contrôle voisines soient mis au courant de l'état de ces installations pour qu'ils puissent en déterminer les conséquences éventuelles sur leur propre réseau. Malheureusement, la société FE n'a jamais indiqué que ces batteries de condensateurs étaient essentielles à la stabilité de son réseau et n'a pas non plus transmis l'information pertinente aux réseaux voisins. **Recommandations 23 et 30, pages 180 et 184**.

Pannes imprévues de transport et de production le 14 août

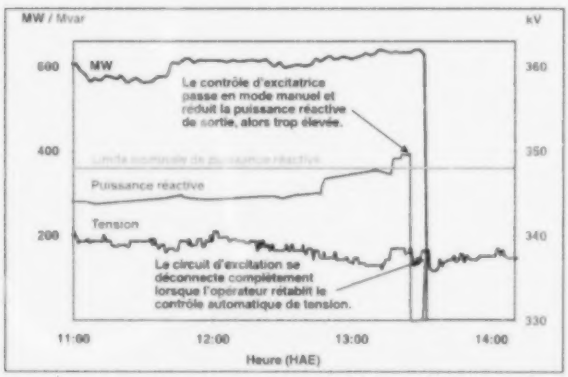
Trois pannes importantes et imprévues se sont produites en Ohio et dans l'Indiana le 14 août, avant 15 h 05 HAE. Vers midi, plusieurs lignes de transport de Cinergy, dans le centre-sud de l'Indiana, se sont déconnectées; à 13 h 31 HAE, la génératrice 5 d'Eastlake de FE, sur la rive sud-ouest du lac Érié, a cessé de fonctionner; et à 14 h 02 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta située dans la zone de contrôle de Dayton Power & Light (DPL), dans le sud de l'Ohio, est tombée. Seule la panne de la génératrice 5 d'Eastlake avait des conséquences importantes pour le réseau de FE.

- Les lignes de transport à 345, 230 et 138 kV du réseau de Cinergy ont subi une série de pannes à compter de 12 h 08 HAE et sont demeurées hors service pendant toute la durée de la panne générale. La perte de ces lignes a entraîné de sérieux problèmes de tension et de charge dans la région desservie par Cinergy. Celle-ci a dû rajuster sa production et les opérateurs de MISO ont réagi en appliquant des mesures d'allégement de la charge pour régulariser les transits de puissance dans le réseau du centre-sud de l'Indiana. La modélisation effectuée par l'équipe d'enquête (voir page 44) a toutefois révélé que la perte de ces lignes n'était pas électriquement liée aux événements survenus par la suite dans le nord de l'Ohio et qui ont entraîné la panne générale.
- La ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de DPL, contrôlée par le coordonnateur de la fiabilité de PJM, s'est déconnectée à 14 h 02 HAE en raison d'un contact

avec un arbre (la ligne est demeurée hors service toute l'après-midi). Comme on l'explique ci-dessous, la modélisation de réseau effectuée par l'équipe d'enquête a montré que cette interruption n'a pas causé les événements survenus par la suite dans le nord de l'Ohio et qui ont abouti à la panne générale. Toutefois, les opérateurs de MISO – qui ne contrôlent pas cette partie du réseau interconnecté – n'en n'ont pas été informés. Il s'en est suivi un défaut de concordance qui a empêché le système d'estimation d'état de MISO (un outil de contrôle de base) de jouer son rôle et de fournir des données d'état qui auraient été utiles plus tard, au moment où les conditions d'exploitation du réseau dans la zone de contrôle de FE se détérioraient (pour plus de renseignements, voir à la page XX). (Recommandation 31, page XXX)

- La génératrice 5 d'Eastlake est située juste à l'ouest de Cleveland, près du lac Érié, et a une puissance de 597 MW (nette). C'est aussi une source importante de puissance réactive pour la région de Cleveland. Elle s'est arrêtée à 13 h 31 HAE, au moment où l'opérateur tentait d'augmenter sa production de puissance réactive (figure 4.3); il y a eu alors dépassement de la capacité limite et le système de protection de la machine est intervenu en provoquant son arrêt. L'arrêt de la génératrice 5 d'Eastlake n'a pas remis en cause la fiabilité du réseau – celui-ci était encore en mesure de résister en toute sécurité à un autre impondérable – mais elle a obligé FE à importer plus d'électricité (612 MW) pour compenser la perte, compliqué la gestion de la tension dans le nord de l'Ohio et réduit la marge de manœuvre des opérateurs de FE dans l'exploitation de leur réseau (pour plus de renseignements, voir à la page XX).

Figure 4.3 Puissance de sortie, en MW et en Mvar, de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août



Paramètres clés pour la région de Cleveland-Akron à 15 h 05 HAE

L'équipe d'enquête a rapproché ses modèles de transit de puissance des données réelles fournies par FE pour la période précédant immédiatement la perte de ses premières lignes de transport dans la région de Cleveland-Akron, soit 15 h 05 HAE (voir le tableau 4.2). Les données du modèle ne correspondent pas parfaitement à l'état réel du réseau, mais dans l'ensemble, le modèle suit d'assez près l'évolution effective de la situation pour être crédible. Le tableau 4.2 n'indique que quelques grandes lignes de la région de Cleveland-Akron, mais le modèle a été étalonné de manière à correspondre de très près aux transits réels, ligne par ligne, dans l'ensemble de la région pour l'après-midi du 14 août 2003.

Le modèle de transit de puissance intégrait les données de base suivantes, pour la journée du 14 août 2003, à 15 h 05 HAE, dans la région de Cleveland-Akron :

- charge électrique de la région de Cleveland-Akron : 6 715 MW et 2 402 Mvar;
- pertes dues au transport : 189 MW et 2 514 Mvar;
- puissance réactive fournie par des condensateurs shunt fixes (tous niveaux de tension) : 2 585 Mvar;
- puissance réactive provenant de la mise en charge des circuits (tous niveaux de tension) : 739 Mvar;
- configuration du réseau : telle qu'elle était après la perte de la génératrice 5 d'Eastlake et avant la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin;
- production électrique totale de la région : 3 000 MW et 1 200 Mvar.

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

Dans ces conditions, le modèle de transit de puissance indique qu'il fallait environ 3 900 MW de puissance réelle et 400 Mvar de puissance réactive pour répondre à la demande des clients et aux pertes de transport dans la région de Cleveland-Akron. La région disposait alors d'une réserve d'environ 688 Mvar de puissance réactive fournie par les génératrices, soit un peu plus que les 660 Mvar fournis par la centrale nucléaire Perry. Ces paramètres, s'ajoutant au fait qu'une réduction de 5 % de la tension d'exploitation du réseau entraînerait une réduction de 10 % (330 Mvar) de la puissance réactive fournie par les condensateurs shunt, la charge des lignes et une augmentation de 10 %

Tableau 4.2 Point de référence entre le modèle de transit de puissance et les données réelles

Circuit de FE		Comparaison des mégavoltampères (MVA)		
De	À	Scénario de référence (en MVA)	Données réelles (en MVA) le 14 août	Correspondance par rapport au modèle
Chamberlin	Harding	482	500	3,6 %
Hanna	Jupiter	1009	1007	0,2 %
South Canton	Star	803	810	0,2 %
Tidd	Canton Central	633	638	0,8 %
Sammis	Star	728	748	2,7 %

(250 Mvar) des pertes de puissance réactive des lignes de transport, indiquent que la région de Cleveland-Akron se trouverait en déficit sérieux de puissance réactive si la centrale Perry venait à tomber.

Profils de propagation du courant

Plusieurs observateurs ont exprimé l'avis que les problèmes de tension réseau dans le nord-est de l'Ohio et la panne qui s'en est suivie étaient attribuables au niveau record des transferts interrégionaux de puissance réalisés le 14 août. L'analyse faite par l'équipe d'enquête vient plutôt à la conclusion que ces transferts, bien qu'importants étaient en dessous des limites établies et n'avaient rien d'exceptionnel. Un examen attentif des profils de propagation du courant indique que les mouvements interrégionaux de puissance ont eu un effet marginal sur le corridor de transport englobant les lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Jupiter et Star-South Canton le 14 août 2003. Dans les faits, c'est l'accroissement de la charge interne par rapport à la quantité limitée de puissance réactive en réserve, dans la région de Cleveland-Akron, qui a causé à l'épuisement des réserves de puissance réactive et à la chute consécutive de la tension.

Le 14 août, les mouvements de courant dans l'ensemble de la région ECAR (partie sud du Michigan, Indiana, Ohio, Kentucky, Virginie occidentale et partie ouest de la Pennsylvanie) étaient considérables en raison d'importants transferts de puissance en provenance du sud (Tennessee, etc.) et de l'ouest (Wisconsin, Minnesota, Illinois, Missouri, etc.) vers le nord (Ohio, Michigan et Ontario) et l'est (New York, Pennsylvanie). Une bonne partie de ce courant était destinée au nord de l'Ohio, au Michigan, à l'interconnexion de PJM et à l'Ontario. C'est ce que montre la figure 4.4 : on y voit les mouvements entre les différentes zones de contrôle le 14 août, juste avant la chute de la ligne Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE, tels qu'ils ressortent des simulations effectuées par l'équipe d'enquête. La puissance livrée par FE a atteint un sommet de 12 165 MW à 16 h 00 HAE. Les données réelles d'enregistrement indiquent qu'entre 15 et 16 h 00 HAE, les transits de courant vers la zone de contrôle de FE s'élevaient à 2 695 MW et étaient destinés à des clients internes et à la réalisation d'échanges.

La figure 4.5 illustre les importations totales planifiées dans le Nord-Est pour les mois de juin, juillet et août (jusqu'au 14). Ces transferts étaient du même ordre que dans le passé, comme le montre la figure, et se situaient bien en deçà des limites prévues. En particulier, une proportion croissante des importations accrues de courant dans la zone étaient acheminée à la partie de l'Ohio desservie par FE pour répondre à des appels de puissance et remplacer la perte de la génératrice 5 d'Eastlake. Le niveau des importations en Ontario de courant en provenance des États-Unis (soit 1 334 MW à 16 h 00 HAE, par l'intermédiaire des lignes de jonction de New York et du Michigan) était élevé le 14 août, sans être inhabituel, et conforme à la capacité d'importation de l'IMO. L'Ontario, qui importe et exporte souvent de l'électricité, avait d'ailleurs importé des volumes d'électricité semblables ou supérieurs à plusieurs reprises au cours des étés 2002 et 2003. De même, des blocs de puissance sont régulièrement importés ou exportés par l'interconnexion PJM et le Michigan en passant par la zone ECAR.

Figure 4.4 Production, demande et mouvements interrégionaux de courant le 14 août à 15 h 05 HAE

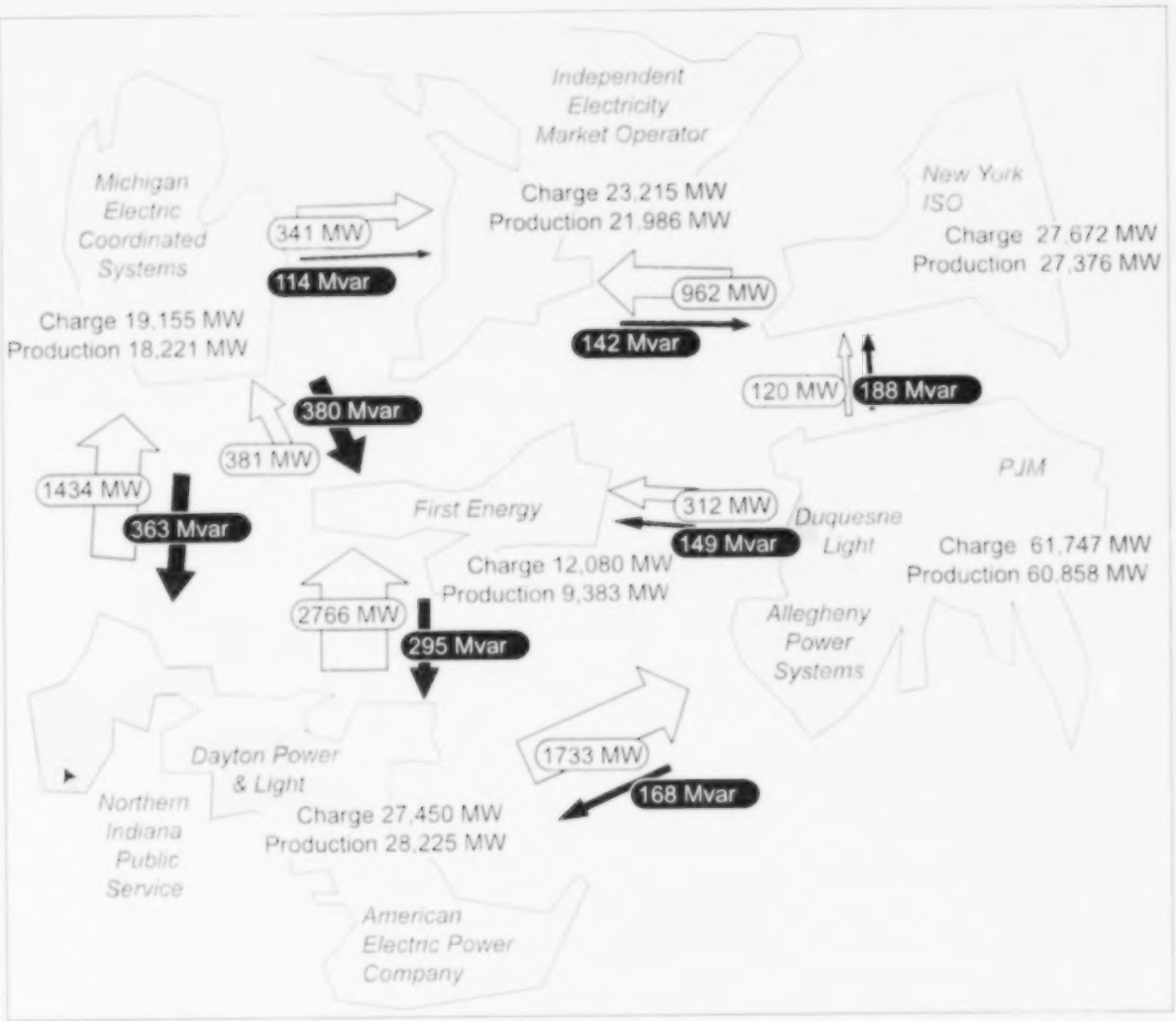
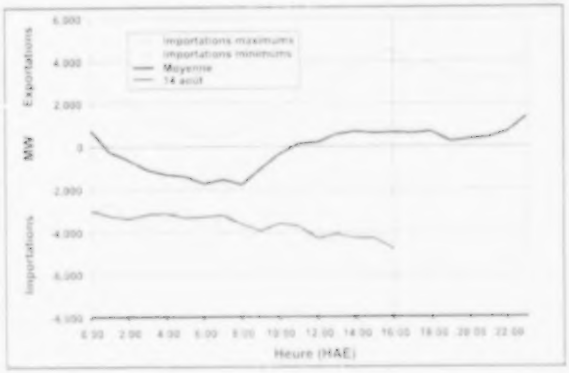


Figure 4.5 Importations et exportations planifiées de courant dans la région nord-est centrale, du 1er juin au 13 août 2003[3]



Certains observateurs ont émis l'opinion que l'importance des mouvements d'énergie vers le Midwest et à travers celui-ci était une cause directe de la panne du 14 août. La modélisation réalisée par l'équipe d'enquête prouve que ces mouvements étaient ni la cause ni un facteur contribuant à la panne. À partir d'un modèle détaillé et de simulations utilisant les données TagNet (du NERC) relatives aux transactions réelles, l'équipe a cherché à déterminer si les transactions d'énergie pouvaient avoir affecté la charge des lignes dans la région de Cleveland-Akron. (Le NERC a mis au point l'outil MUST (Managing Utilization of System Transmission) qui traite les données tirées du système TagNet au moyen d'un programme d'analyse des profils de propagation du courant pour déterminer l'effet des transactions sur la charge des vannes de transport d'énergie ou d'autres

Figure 4.4 Production, demande et mouvements interrégionaux de courant le 14 août à 15 h 05 HAE

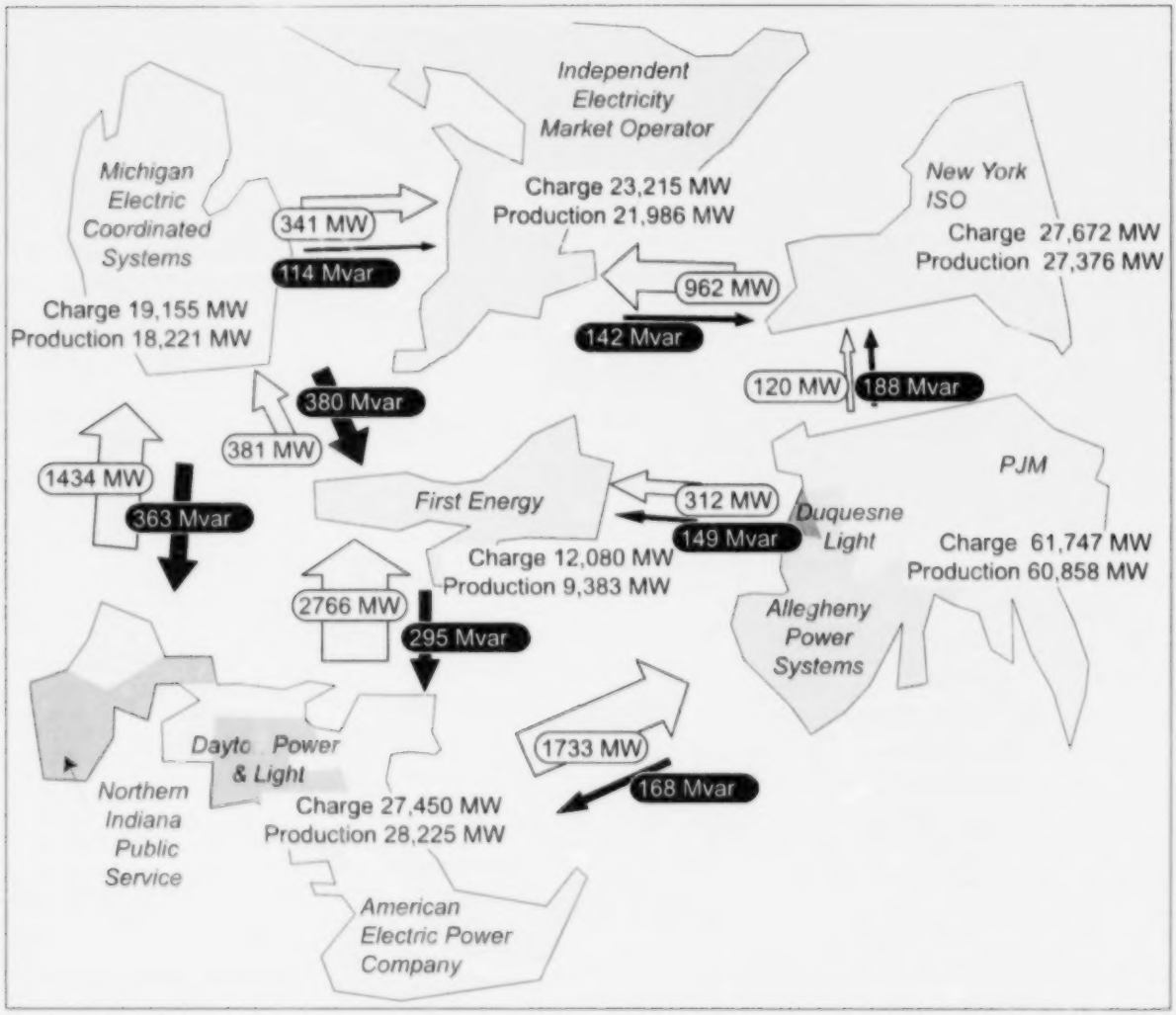
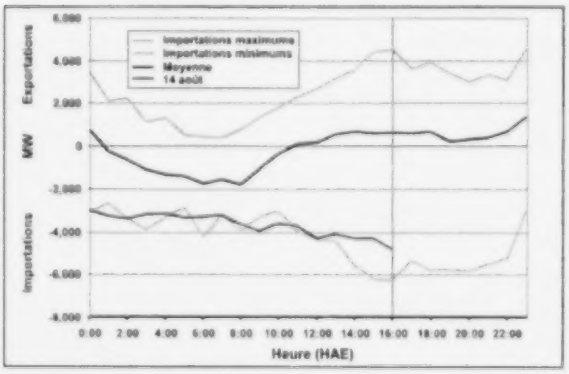


Figure 4.5 Importations et exportations planifiées de courant dans la région nord-est centrale, du 1er juin au 13 août 2003[3]



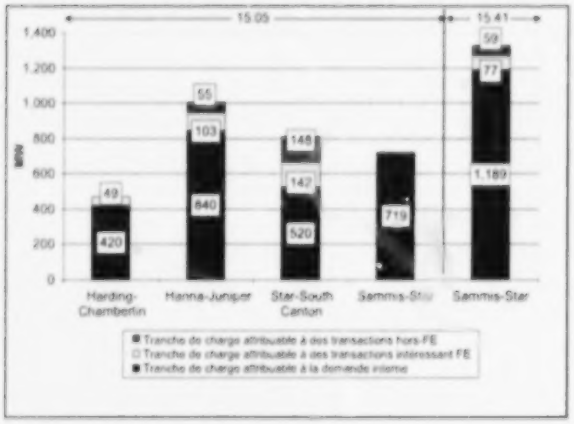
Certains observateurs ont émis l'opinion que l'importance des mouvements d'énergie vers le Midwest et à travers celui-ci était une cause directe de la panne du 14 août. La modélisation réalisée par l'équipe d'enquête prouve que ces mouvements étaient ni la cause ni un facteur contribuant à la panne. À partir d'un modèle détaillé et de simulations utilisant les données TagNet (du NERC) relatives aux transactions réelles, l'équipe a cherché à déterminer si les transactions d'énergie pouvaient avoir affecté la charge des lignes dans la région de Cleveland-Akron. (Le NERC a mis au point l'outil MUST (Managing Utilization of System Transmission) qui traite les données tirées du système TagNet au moyen d'un programme d'analyse des profils de propagation du courant pour déterminer l'effet des transactions sur la charge des vannes de transport d'énergie ou d'autres

équipements de transport en établissant les facteurs de répartition dans les différentes vannes.) L'analyse réalisée avec l'outil MUST montre que dans les mouvements réels d'énergie à 15 h 05 HAE, seulement 10 % de la charge des lignes de la région Cleveland-Akron était attribuable à des transits directs où FE n'était ni un exportateur, ni un importateur.

Selon les enregistrements en temps réel TagNet, à 15 h 05 HAE, les flux supplémentaires de courant attribuables aux transactions représentaient environ 2 800 MW d'énergie à l'entrée dans la zone de contrôle de FE et environ 800 MW d'énergie de FE vers DLCO à la sortie de la même zone vers les réseaux voisins. La plus grande partie des flux d'énergie qui entraient dans la zone de contrôle de FE ou qui en sortaient correspondait à des transactions où FE était le destinataire ou la source. À 15 H 05 HAE, la tranche supplémentaire constituée par les transactions entrant dans la zone de FE comprenait 1 300 KW en provenance des interconnexions avec les réseaux de PJM, AEP, DPL et MECS et environ 800 MW provenant de l'interconnexion avec le réseau de DLCO. Toutefois, une partie seulement de cette énergie traversait la région de Cleveland-Akron et empruntait les lignes de transport qui sont tombées en panne le 14 août, comme le montre la figure 4.6.

La figure 4.6 montre dans quelle proportion les transactions de puissance traversant la région de Cleveland-Akron l'après-midi du 14 août 2003 ont accru la charge des lignes dans le réseau de FE, en fonction de l'heure et du type de transaction. Elle illustre qu'avant la chute de la première ligne, la plus grande partie de la charge véhiculée par les quatre grands circuits de FE – Harding-Chamberlin, Hanna-Jupiter, Star-South Canton et Sammis-Star – répondait à la demande de clients à

Figure 4.6 Effet des transactions de puissance sur la charge des lignes d'importance vitale le 14 août 2003



l'intérieur de la région de Cleveland-Akron. Les flux qui venaient satisfaire cette demande comprenaient des transferts en provenance de la centrale nucléaire Beaver Valley de FE, d'une puissance de 1 640 MW, et de sa centrale de Seneca, toutes deux situées en Pennsylvanie (que FE ne considère pas comme des sources de production externes, mais plutôt internes, et qui, à ce titre, sont exclues des procédures d'allégement de la charge de transport). Une autre tranche modeste de charge correspondait à des transactions où FE n'était ni importatrice, ni exportatrice, le reste représentant des transits directs de puissance expédiés ou reçus par d'autres entités. C'est la ligne Star-South Canton qui, proportionnellement, véhiculait la plus forte charge liée à des transits directs – soit 148 kW (ou 18 % de sa charge totale à 15 h 05 HAE) – correspondant à des transactions où FE n'était pas partie prenante. À 15 h 41 HAE, juste avant que la ligne Star-South Canton ne tombe – sans être surchargée — la ligne Sammis-Star véhiculait une charge essentiellement destinée à son territoire. Les transits directs ne représentant plus que 4,5 % de la puissance totale transmise.

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

Le point à mettre en évidence ici est le suivant : du fait que les lignes les plus importantes de FE véhiculaient surtout des charges destinées à son propre territoire ou à son usage, toute mesure visant à réduire les transits directs à l'intérieur et autour de la région de Cleveland-Akron par des réductions aurait eu peu d'influence sur le niveau des charges ou des tensions dans la zone. L'accroissement de la charge dans la région de Cleveland-Akron cet après-midi est venue à bout des dernières réserves de puissance réactive. Comme il était impossible d'augmenter la production sur place, seules des coupures de courant à l'interne seraient parvenues à réduire la charge imposée aux lignes de transport locales et à améliorer le niveau de tension. La charge de la ligne Sammis-Star à 15 h 42 HAE, le 14 août, après la perte de la ligne Star-South Canton, nous le confirme : 96 % du courant de cette ligne étaient destinés à la clientèle de FE et à des transactions au bénéfice de FE. L'élimination de tout transit direct de courant hors-FE traversant le nord-est de l'Ohio aurait permis d'alléger la charge de la ligne de 59 kW (4 %) seulement. Cela signifie que toute réaffectation de production au-delà du nord-est de l'Ohio aurait eu peu d'effet sur la situation à l'intérieur de la région de Cleveland-Akron (laquelle, après 13 h 31 HAE, de disposait plus d'aucune capacité de production en réserve). En outre, on peut penser que toute diminution de la charge de cette ligne n'aurait pas changé la suite des choses : la ligne est tombée trois fois cet après-midi-là en raison d'un contact avec la cime des arbres. **Recommandations 3 et 23, pages 162 et 180.**

Est-ce que la capacité de transfert disponible et la capacité de transfert totale jouent un rôle dans la fiabilité du réseau ?

Chaque exploitant de réseau détermine sa capacité de transfert disponible (CTD) et sa capacité de transfert totale (CTT) en fonction de son tarif de transport à accès ouvert, et affiche sa grille de prix dans le système OASIS pour permettre aux clients éventuels de planifier leurs achats d'énergie. La CTT est la quantité prévue de puissance électrique qui peut être transmise sur le réseau de transport interconnecté de manière fiable, dans des conditions d'exploitation précises. La CTD est la capacité prévue de transport offerte sur le marché interconnecté en excédent des engagements fermes planifiés. Il ne s'agit pas d'une limite d'exploitation sécuritaire en temps réel du réseau interconnecté.

Les valeurs mensuelles CTD et CTT pour août 2003 avaient été fixées un an plus tôt; celles relatives à la journée du 14 août 2003 ont été calculées 30 jours à l'avance. Les tarifs horaires CTD et CTT pour l'après-midi du 14 août avaient été calculés environ sept jours plus tôt, à partir de prévisions relatives à l'état du réseau, chacune de ces valeurs devant être mise à jour en fonction de tout changement apporté aux prévisions. Il faut donc en conclure que les CTD et les CTT représentent des estimations anticipées pour fins commerciales et ne traduisent pas l'état réel du réseau interconnecté. Les méthodes d'exploitation du NERC visent des situations réelles, et non des prévisions comme les CTD et les CTT.

Au sein du conseil ECAR, les CTD et CTT sont calculées sur la base du premier impondérable, en supposant que seule la composante la plus importante du réseau peut tomber en panne au cours de la période de temps considérée. Si les conditions d'exploitation réelles du réseau interconnecté – charges, réaffectation de la production, demandes de transactions d'énergie et disponibilité des équipements – sont différentes des conditions ayant servi de base au calcul original des CTD et des CTT, alors ces valeurs de disponibilité ont peu de chose à voir avec l'exploitation effective du réseau. Quelles que soient les capacités (CTD et CTT) qui leur sont proposées, les opérateurs de réseau doivent plutôt se fier aux données d'exploitation en temps réel et aux analyses d'incidents affectant le réseau pour assurer le suivi de la charge et prendre au besoin les mesures qui s'imposent pour garantir la fiabilité de la transmission.

Les profils de propagation du courant le 14 août n'ont donc pas causé la panne dans la région de Cleveland-Akron. Par contre, une fois les quatre premières lignes de FE mises hors circuit, l'importance et le profil de propagation des flux d'énergie dans l'ensemble du réseau ont influencé l'orientation, le tracé et le rythme d'extension de la cascade, à partir de 16 h 05 min 57 s HAE.

Tensions et critères de conformité

Dans les jours précédant le 14 août et à compter de la matinée du 14, les tensions réseau étaient faibles à divers endroits du nord de l'Ohio, en raison notamment de la forte demande de climatisation, de diverses charges supplémentaires imposées au réseau et des transferts d'électricité à destination et, à un degré moindre, à travers la région. Il est normal que la tension varie d'un endroit à l'autre d'une région : les opérateurs le savent et surveillent constamment son évolution à partir de certains points clés du réseau.

Les exploitants gèrent la tension de leur réseau par une planification générale à long terme de leurs activités, par une planification quotidienne des activités du lendemain et par des rajustements constants, en temps réel, de leurs équipements. Le 14 août, par exemple, les opérateurs de PJM ont mis en branle les procédures courantes de gestion de la tension prévues pour une charge élevée. En Ohio, les opérateurs de FE ont amorcé divers préparatifs tôt dans l'après-midi du 14 août, réclamant notamment la remise en service de condensateurs[9] et un soutien accru des tensions par un nouveau réglage des génératrices.[10] À mesure que la journée avançait, les opérateurs en poste un peu partout dans la région ont pris d'autres mesures, comme l'augmentation de la production de puissance réactive par les centrales, une réaffectation de la production des centrales et un déplacement des prises de transformateur, pour s'adapter aux fluctuations de la tension.

Les tensions mesurées à divers omnibus clés (points de convergence des lignes, des transformateurs, génératrices etc.) de FE ont décliné tout au long de l'après-midi du 14 août. Les tensions réelles relevées à l'omnibus Star et ailleurs dans le réseau de FE, qui étaient inférieures à 100 % en début de journée, n'ont cessé de diminuer par la suite. Ainsi, la tension à l'omnibus Star avait déjà chuté à

Effets de la concurrence sur l'augmentation des débits de courant

En plus d'imputer la responsabilité de la panne à l'augmentation des échanges d'énergie interrégionaux, certains considèrent que cette intensification des échanges est attribuable à la forte concurrence qui règne sur le marché de l'électricité de gros. Avant 1978, toutes les centrales électriques étaient la propriété d'entreprises de services publics à intégration verticale, les achats et les ventes d'énergie n'intervenant que lorsqu'une entreprise avait un excédent de puissance qu'elle pouvait céder à sa voisine à bon prix. Une hausse notable des transferts interrégionaux de puissance est apparue au milieu des années 1970, après l'embargo sur le pétrole. À ce moment, les compagnies d'électricité de l'Est, qui produisaient leur électricité à partir de mazout devenu beaucoup plus cher, se sont tournées vers leurs voisines du Midwest qui fonctionnaient avec du charbon moins cher. Les années 1970 et 1980 ont également vu se développer des liens commerciaux nord-sud beaucoup plus étroits entre la Colombie-Britannique et la Californie, dans l'Ouest, et entre le Québec, l'Ontario et l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre, dans l'Est. Les Américains profitaient de l'énergie électrique à un prix concurrentiel de source hydro-électrique ou nucléaire en provenance du Canada, et les uns et les autres trouvaient leur avantage dans des opérations d'équilibrage de la charge et d'accumulation de réserves menées sur une base quotidienne ou saisonnière – les provinces canadiennes avaient des pointes de consommation en hiver, tandis que la plupart des compagnies d'électricité américaines avaient des pointes de consommation en été.

Aux États-Unis, les ventes d'énergie en vrac par des producteurs indépendants de puissance ont débuté après l'adoption en 1978 de la *Public Utility Regulatory Policy Act*, qui autorise des producteurs qui ne sont pas des entreprises de services publics à vendre leur énergie à des services publics. Cette disposition a entraîné une multiplication des producteurs indépendants dans le Nord-est et dans l'Ouest, provoquant une augmentation des ventes d'énergie intra et inter-régionales, tandis que les charges imposées aux réseaux de transport maintenus par les services publics ne cessaient de s'accroître sans augmentation correspondante des investissements dans les infrastructures de transport. En 1989, les services publics à capitalisation privée ont acheté 17,8 % de leur énergie (auto-production et achats) d'autres services publics et de producteurs indépendants de puissance, cette proportion passant à 37,3 % en 2002; parallèlement, les grandes entreprises publiques d'électricité achetaient 36,3 % de leur énergie (auto-production et achats) en 1992, et 40,5 % en 2002.[5]

Dans la *Energy Policy Act* de 1992, le Congrès américain confirmait son soutien au développement de marchés concurrentiels de l'énergie en introduisant la notion de « producteurs autonomes de courant en vrac », autorisés à concurrencer la production des services d'utilité publique sur les marchés de l'électricité en vrac (voir l'article 32 de la *Public Utility Holding Company Act*). Le Congrès a également élargi le mandat de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) qui sera désormais autorisée à imposer au cas par cas l'accès à des installations de transport en vertu de l'article 211 de la *Federal Power Act*. Conformément à cette volonté du législateur, la FERC, dans son ordonnance 888, a ordonné que toute entreprise de services publics qui possède, exploite ou contrôle des infrastructures de transport d'électricité inter-États donne libre accès à ses installations pour toute transaction d'énergie qui pourrait emprunter ces lignes.

Mais la concurrence n'est pas le seul aspect qui a connu un fort développement au cours des dernières décennies. Entre 1986 et 2002, la demande de pointe d'électricité aux États-Unis a augmenté de 26 % et la capacité totale de production d'électricité de 22 %.[6] Par contre, la capacité de transport a peu changé, à part le raccordement au réseau interconnecté des nouvelles centrales de production. Plus précisément, « la capacité de transport par unité de consommation a diminué au cours des deux dernières décennies et… devrait continuer de décliner au cours de la prochaine décennie »[7] (traduction).

Les transporteurs d'électricité achètent aujourd'hui de l'énergie pour la même raison qu'ils le faisaient avant l'intensification de la concurrence – fournir de l'énergie à bon compte à leurs clients. Le département de l'Énergie des États-Unis estime que les Américains économisent 13 milliards de dollars américains annuellement pour leurs achats d'énergie électrique du fait qu'il leur est possible de s'approvisionner à de sources distantes et bon marché. Il est toutefois vraisemblable que les charges et les débits supplémentaires imposés à un réseau de transport négligé par les investisseurs se traduiront par des tensions accrues sur le matériel, les logiciels et les techniciens qui sont autant d'éléments essentiels du système.[8] Une réflexion approfondie sur ces enjeux s'impose désormais. **Recommandation 12, page 167.**

98,5 % à 11 h 00 HAE, puis à 97,3 % après la perte de la génératrice 5 d'Eastlake à 13 h 31 HAE, et enfin à 95,9 % à 15 h 05 HAE après la perte de la ligne Harding-Chamberlin. Les opérateurs de FE ont déclaré que cette baisse de la tension réseau était normale pour une journée chaude. La baisse graduelle de la tension en début d'après-midi correspondait à l'augmentation de la charge enregistrée dans la même période, compte tenu notamment du fait que FE ne disposait pas d'une capacité de production de réserve dans la zone enclavée de Cleveland-Akron pour relever son niveau de puissance réactive.

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

Les critères de planification et les politiques d'exploitation du NERC et des conseils régionaux de gestion de la fiabilité (comme les normes NERC 1.A et I.D, NPCC A-2 et le document 1 d'ECAR) indiquent les niveaux de tension réseau à respecter en des termes relativement généraux, du genre : « des tensions acceptables en regard des conditions normales et d'urgence doivent être maintenues en tenant compte, respectivement, des limites normales ou d'urgence en vigueur et en prenant les mesures qui s'imposent pour éviter les oscillations de tension et les effondrements généralisés de réseau que certains impondérables pourraient entraîner ». Chaque exploitant de réseau définit alors ses propres critères de tension en fonction des caractéristiques de son réseau, sa conception et des équipements qui le composent. Il élabore des normes chiffrées portant notamment sur les tensions minimales et maximales acceptables en termes de pourcentage de la tension nominale et de baisse acceptable de la tension par rapport aux conditions antérieures à l'incident. Les bonnes pratiques d'exploitation exigent que ces valeurs soient déterminées à partir d'une série complète d'analyses V-Q (niveau de tension V [« voltage »] par rapport à l'intensité de la puissance réactive Q disponible) et d'analyses P-V (transfert de puissance réelle P par rapport à la tension V), et ce, pour une large gamme de conditions d'exploitation. Le tableau 4.3 compare les critères appliqués par FE et les autres exploitants de réseaux de même catégorie opérant dans la région. Comme on le voit, la société FE accepte des niveaux minimums de tension qui sont plus bas que ceux utilisés par ses voisins interconnectés et qui sont incompatibles avec ces derniers. **Recommandation 23, page 180**.

Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

L'équipe d'enquête a examiné attentivement toutes les questions relatives à la gestion de la tension dans la région de Cleveland-Akron. Comme nous l'avons signalé plus tôt, un réseau électrique qui fonctionne avec une tension d'exploitation plus élevée et qui dispose de réserves supérieures de puissance réactive est plus robuste et résiste mieux aux alourdissements de la charge et aux imprévus. En outre, des tensions supérieures permettent des transferts de puissance plus importants et réduisent les pertes en cours de transport (en termes de puissance réelle et réactive). Dans la région de Cleveland-Akron, FE exploite son réseau avec une tension minimale fixée à 90 % de la valeur nominale prescrite, les systèmes d'alarme se déclenchant à 92 % de cette valeur.[11] Les normes d'exploitation de FE lui permettent de continuer de fonctionner avec un impondérable unique si la tension ne tombe pas à moins de 90 % de sa valeur nominale. L'équipe d'enquête a effectué des études poussées sur la stabilité des tensions (dont on parlera plus bas) et a conclu que le minimum de 90 % accepté par FE était non seulement beaucoup moins rigoureux que celui des réseaux interconnectés voisins (qui pour la plupart ont fixé à 95 % le niveau minimum de tension avant impondérable), mais ne permettait pas de fonctionner de façon sûre.

L'examen du dossier des formulaires (n° 715) utilisés par Ohio Edison (acquise par FirstEnergy) pour le suivi des tensions, pendant la période 1994-1997, révèle que celle-ci appliquait, à la barre omnibus, une gamme de tensions

Tableau 4.3 Comparaison des gammes de tension admises (les données sont en pourcentages)

345 / 138 Kv	FE	PJM	AEP	METC[3]	ITC[4]	MISO	IMO[5]
Maximum	105	105	105	105	105	105	110
Minimum normal	90	95	95	97	95	95	98
Minimum d'urgence / Après N-1	90	92	90[1]		87		94
Écart maximum pour N-1	5[2]			5			10

[1] Pour circuit à 138 kV seulement (aucune valeur pour les circuits à 345 kV)

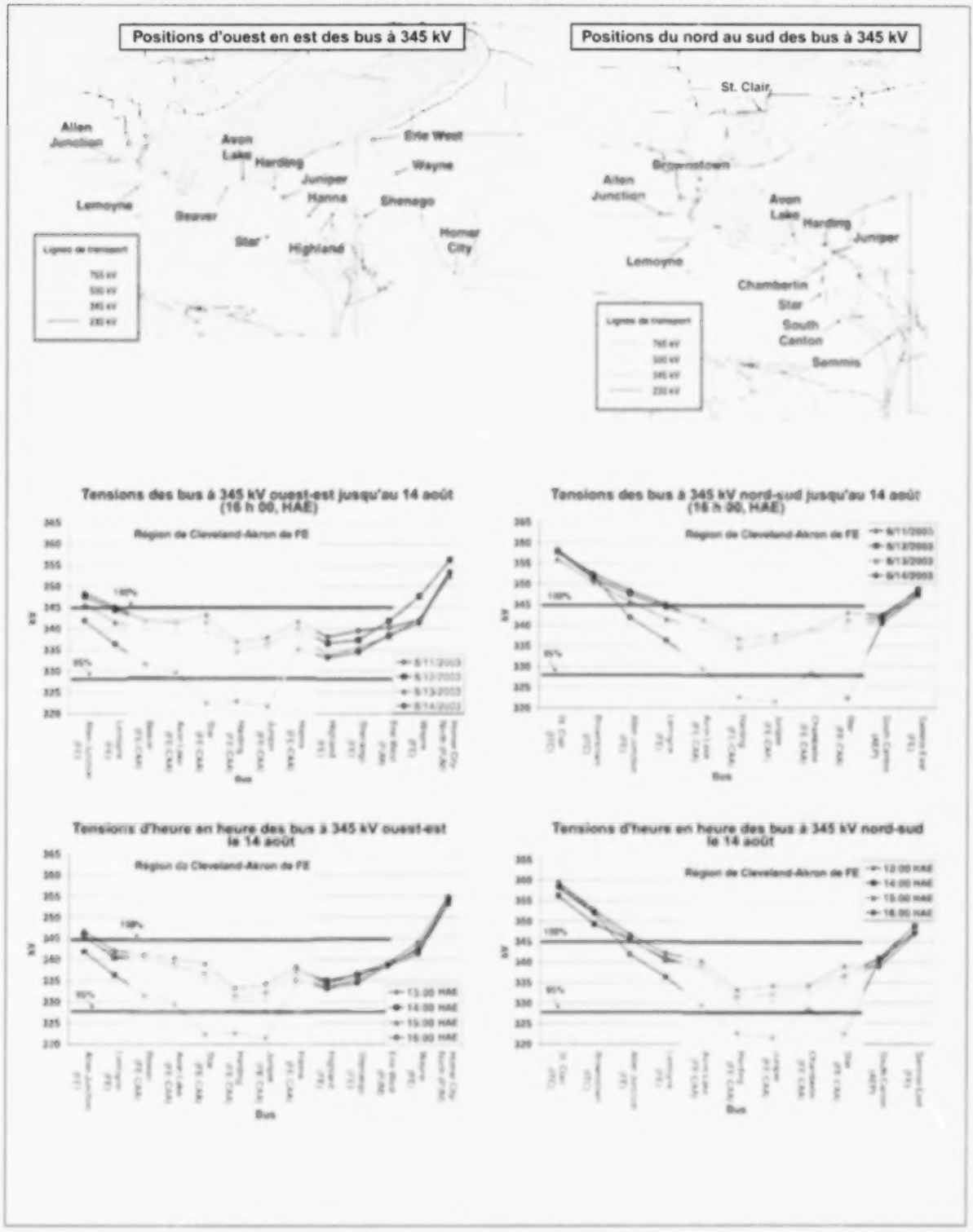
[2] Pour circuit à 345 kV seulement. La gamme min/max normale pour des circuits à 120 et à 230 kV est de 93 à 105 %.

[3] 500 kV

[4] 92 % pour circuit à 138 kV

[5] 10 % pour circuit à 138 kV

Figure 4.7 Profils des tensions réelles dans la région de l'Ohio avant le 14 août, et le 14 août 2003

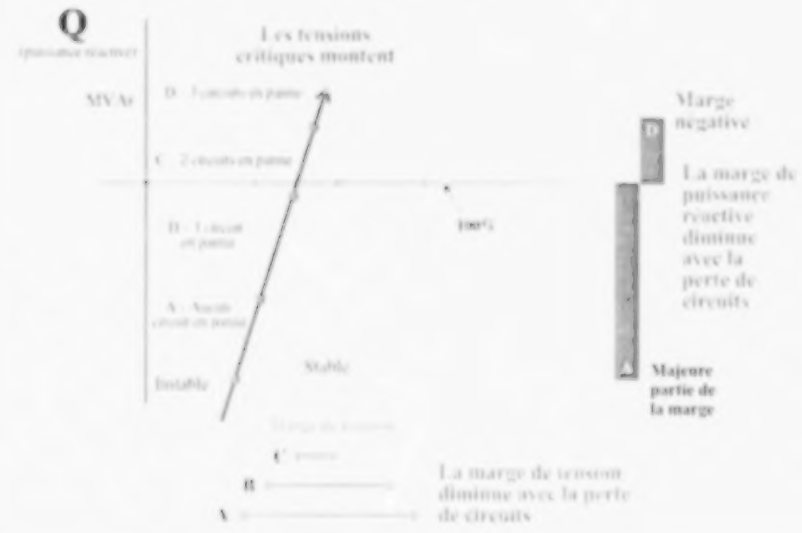


Il y a instabilité ou affaissement des tensions lorsque celles-ci s'affaiblissent progressivement jusqu'à rendre impossible le maintien d'un niveau de tension stable dans le réseau. Cette chute est accélérée par un déséquilibre entre l'offre et la demande de puissance réactive, déséquilibre qui résulte d'une ou de plusieurs dégradations du régime d'exploitation du réseau, parmi lesquelles on peut citer une augmentation des charges de puissance réelle ou réactive imposées au réseau, des transferts importants de puissance ou la perte d'installations de production ou de transport. Contrairement au phénomène de l'instabilité transitoire où les génératrices se désynchronisent du reste du réseau en quelques brèves secondes après une défaillance grave, l'instabilité est un processus qui peut se prolonger sur plusieurs dizaines de secondes ou de minutes.

Pour mieux saisir le phénomène d'instabilité des tensions, on utilise l'analyse V-Q (tension [« voltage »] par rapport à puissance réactive) et l'analyse P-V (puissance réelle par rapport à tension [« voltage »]). La méthode d'analyse V-Q permet d'évaluer la puissance réactive requise à une barre omnibus pour maintenir une tension stable à cet endroit. Pour appliquer la méthode, on procède comme suit. On raccorde à la barre omnibus une source factice de puissance réactive et on règle le programme des tensions de l'omnibus par petites étapes successives, à partir d'une valeur de départ. On applique alors différents niveaux de transits pour déterminer les variations de la demande de puissance réactive résultant des modifications de la tension. Dans des conditions d'exploitation stables, toute augmentation de la tension se traduit par une augmentation parallèle des besoins de puissance réactive; à l'inverse, lorsque la tension baisse, les besoins en puissance réactive diminuent. Par contre, si on abaisse encore la tension à la barre omnibus et que les besoins en puissance réactive se mettent à remonter (plutôt que de continuer à descendre), c'est signe que le réseau devient instable. Le point d'inflexion marquant le passage d'un état stable à un état instable est appelé « tension critique », et le niveau de puissance réactive à ce point est appelé « marge réactive ». La tension d'exploitation de tout réseau devrait être nettement supérieure à la tension critique et offrir un large espace tampon recouvrant tous les régimes d'exploitation et les impondérables courants. De même, les marges réactives devraient être assez étendues pour garantir des niveaux de tension sûrs et un réseau stable.

L'illustration ci-dessous montre une série de courbes V-Q. La plus basse, marquée A, illustre les conditions de base ou l'état normal du réseau lorsqu'il peut compter sur tous ses équipements. Chaque courbe supérieure, dans l'ordre, représente les mêmes charges et les mêmes transferts de puissance pour la région modélisée, mais avec un nouvel impondérable (en l'occurrence, la perte d'un circuit) qui rend le réseau moins stable. Avec chaque incident supplémentaire, la tension critique (valeur de l'axe horizontal correspondant au point le plus bas de la courbe) se relève et la marge réactive (différence entre la puissance réactive au niveau de la tension critique et le point zéro sur l'axe vertical) s'abaisse. Chaque étape supplémentaire rend le réseau plus instable.

Courbes V-Q – (tension-puissance réactive)



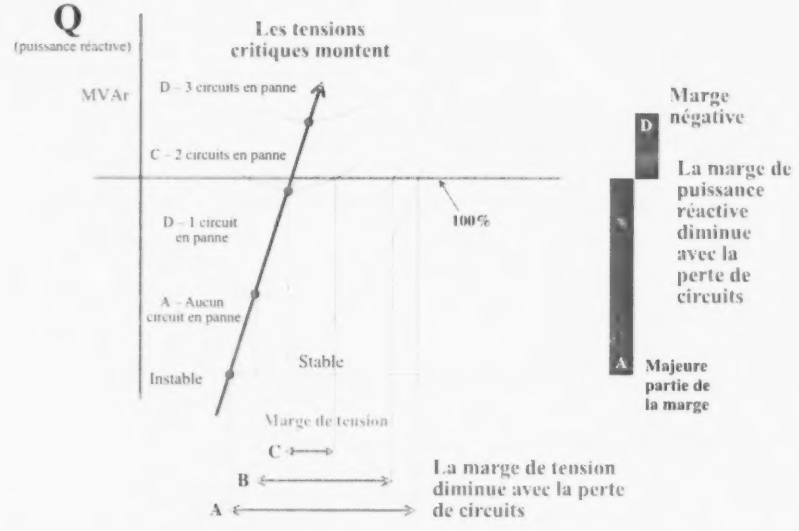
Analyse de la stabilité des tensions réseau

Il y a instabilité ou affaissement des tensions lorsque celles-ci s'affaiblissent progressivement jusqu'à rendre impossible le maintien d'un niveau de tension stable dans le réseau. Cette chute est accélérée par un déséquilibre entre l'offre et la demande de puissance réactive, déséquilibre qui résulte d'une ou de plusieurs dégradations du régime d'exploitation du réseau, parmi lesquelles on peut citer une augmentation des charges de puissance réelle ou réactive imposées au réseau, des transferts importants de puissance ou la perte d'installations de production ou de transport. Contrairement au phénomène de l'instabilité transitoire où les génératrices se désynchronisent du reste du réseau en quelques brèves secondes après une défaillance grave, l'instabilité est un processus qui peut se prolonger sur plusieurs dizaines de secondes ou de minutes.

Pour mieux saisir le phénomène d'instabilité des tensions, on utilise l'analyse V-Q (tension {« voltage »} par rapport à puissance réactive) et l'analyse P-V (puissance réelle par rapport à tension {« voltage »}). La méthode d'analyse V-Q permet d'évaluer la puissance réactive requise à une barre omnibus pour maintenir une tension stable à cet endroit. Pour appliquer la méthode, on procède comme suit. On raccorde à la barre omnibus une source factice de puissance réactive et on règle le programme des tensions de l'omnibus par petites étapes successives, à partir d'une valeur de départ. On applique alors différents niveaux de transits pour déterminer les variations de la demande de puissance réactive résultant des modifications de la tension. Dans des conditions d'exploitation stables, toute augmentation de la tension se traduit par une augmentation parallèle des besoins de puissance réactive; à l'inverse, lorsque la tension baisse, les besoins en puissance réactive diminuent. Par contre, si on abaisse encore la tension à la barre omnibus et que les besoins en puissance réactive se mettent à remonter (plutôt que de continuer à descendre), c'est signe que le réseau devient instable. Le point d'inflexion marquant le passage d'un état stable à un état instable est appelé « tension critique », et le niveau de puissance réactive à ce point est appelé « marge réactive ». La tension d'exploitation de tout réseau devrait être nettement supérieure à la tension critique et offrir un large espace tampon recouvrant tous les régimes d'exploitation et les impondérables courants. De même, les marges réactives devraient être assez étendues pour garantir des niveaux de tension sûrs et un réseau stable.

L'illustration ci-dessous montre une série de courbes V-Q. La plus basse, marquée A, illustre les conditions de base ou l'état normal du réseau lorsqu'il peut compter sur tous ses équipements. Chaque courbe supérieure, dans l'ordre, représente les mêmes charges et les mêmes transferts de puissance pour la région modélisée, mais avec un nouvel impondérable (en l'occurrence, la perte d'un circuit) qui rend le réseau moins stable. Avec chaque incident supplémentaire, la tension critique (valeur de l'axe horizontal correspondant au point le plus bas de la courbe) se relève et la marge réactive (différence entre la puissance réactive au niveau de la tension critique et le point zéro sur l'axe vertical) s'abaisse. Chaque étape supplémentaire rend le réseau plus instable.

Courbes V-Q – (tension-puissance réactive)



Analyse de la stabilité des tensions réseau (suite)

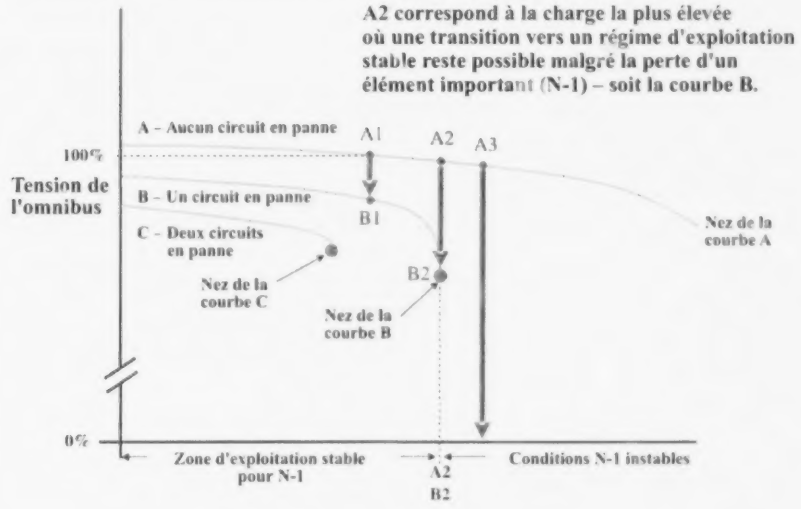
Les analyses V-Q et l'expérience acquise en matière de gestion de réseaux lourdement chargés confirment que les niveaux de tension critique peuvent dépasser la cote de 95 % habituellement considérée comme normale. Le niveau de tension comme tel est donc un mauvais indicateur de la stabilité des tensions. Plutôt, on procédera à une analyse V-Q à l'égard de plusieurs omnibus d'importance critique dans la zone locale en cause, en s'efforçant de couvrir une large gamme de charges et de conditions de production et de tenir compte des impondérables les plus courants susceptibles de perturber les tensions sur ces omnibus.

L'analyse P-V (puissance réelle par rapport à la tension) est un outil commode qui permet de déterminer la capacité de transfert de puissance réelle sur un support de transmission pour combler une charge ou permettre un transit de puissance. En prenant comme scénario de référence un réseau dans son état normal, on applique une série de débits de charge avec des transferts de puissance croissants et on suit l'évolution des tensions au niveau des omnibus critiques. Lorsque les transferts de puissance atteignent un certain seuil, il devient impossible de maintenir une tension stable et le modèle de profil de propagation ne vaut plus. Le point de rupture du transit de puissance correspond au niveau de tension critique qu'on retrouve dans la courbe V-Q pour un transfert réalisé dans ces conditions. Sur une courbe P-V (voir ci-dessous), ce point est appelé le « nez » de la courbe.

Cet ensemble de courbes P-V montre que pour les conditions normales de départ (courbe A), la tension reste relativement stable (déplacement des valeurs sur l'axe vertical) tandis que la charge (représentée par le trait noir horizontal au bas du graphique) augmente dans la région. Le réseau est stable et sûr dans la zone au-dessus du nez de la courbe. L'état du réseau, après l'avènement d'un premier impondérable (comme la perte d'un circuit ou d'une génératrice importante), est représenté par la courbe B, qui montre un fléchissement de la tension (par rapport à la courbe A) pour toute charge imposée au réseau. Le rôle de l'opérateur dans ces conditions est de maintenir la stabilité du réseau, pour que celui-ci puisse affronter sans problème le prochain impondérable. L'opérateur devra donc rajuster les paramètres de fonctionnement du réseau de façon à rester en deçà du nez de la courbe B. Si l'impondérable B survient, il existe un espace sûr pour affronter le prochain impondérable éventuel sous la courbe B. Le rôle de l'opérateur consistera à rajuster de nouveau le réseau pour le maintenir à l'intérieur de la zone sûre délimitée par la courbe C.

L'équipe d'enquête a réalisé des analyses V-Q et P-V approfondies pour tout le territoire entourant la région de Cleveland-Akron à partir des conditions en vigueur le 14 août 2003. Ainsi, on a examiné les registres de plus de 50 omnibus à 345 kV et à 138 kV disséminés dans les réseaux de FE, AEP, International Transmission Company, Duquesne Light Company, Alleghany Power Systems et Dayton Power & Light. L'analyse V-Q à elle seule a nécessité plus de 10 000 simulations de transits de puissance utilisant un modèle de réseau comportant plus de 43 000 omnibus et 57 000 lignes et transformateurs. Pour les analyses P-V, on a utilisé le même modèle et les mêmes données. Dans les deux cas, on a examiné le régime d'exploitation et les combinaisons d'événements impondérables pour les périodes critiques avant et après les événements charnières intervenus dans le réseau de FE le jour de la panne.

Courbes P-V (puissance réactive-tension)



pré-impondérable (N-1) comprise entre 95 et 105 % de la valeur nominale, et une tension d'urgence post-impondérable de 90 %, avec une variation maximale de 5 %. Ces normes étaient compatibles avec les pratiques des réseaux voisins.

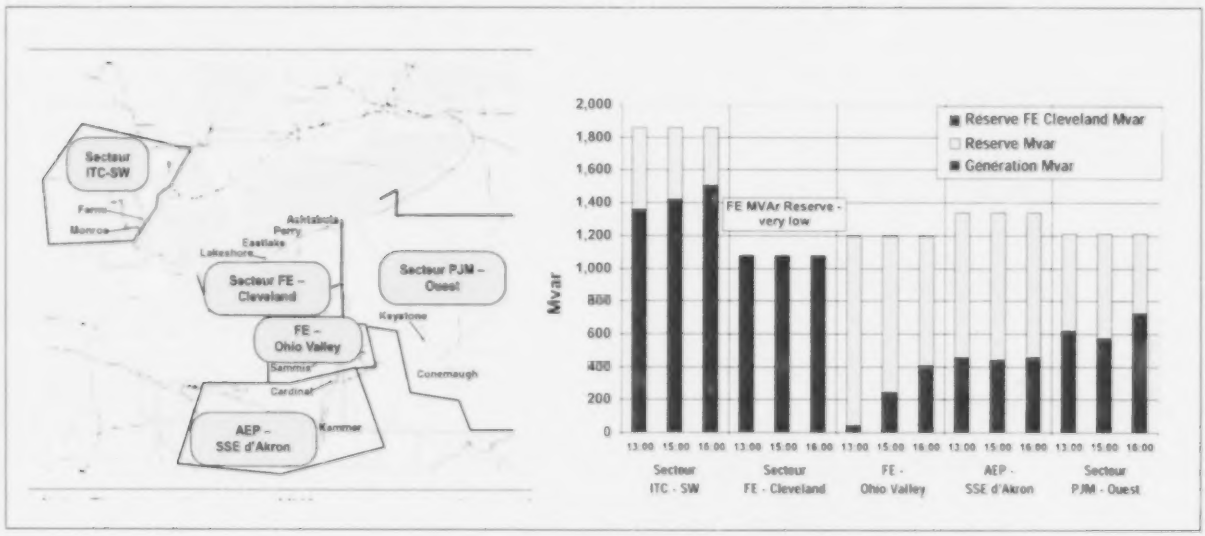
Cause 1 : compréhension inadéquate du réseau

La figure 4.7 présente le profil des tensions à des omnibus (aussi appelés bus) clés, depuis le sud-est du Michigan jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie en passant par l'Ohio, du 11 au 14 août exclusivement, et pendant plusieurs heures le 14 août. Ces coupes transversales montrent que dans la région, les tensions étaient systématiquement plus basses aux omnibus à 345 kV dans la région de Cleveland-Akron (de Beaver à Hanna – d'ouest en est – et d'Avon Lake à Star – du nord au sud) les 11, 12 et 13 août, et de 13 à 15 h 00 HAE le 14 août. Par contraste, on constate que les tensions étaient considérablement et régulièrement plus élevées aux extrémités de chaque coupe, ne descendant jamais sous la barre des 96 %, même le 14 août. Ces profils mettent également en évidence les baisses de tension survenues l'après-midi du 14 août : à 15 h 00 HAE, la tension à l'omnibus Harding s'abaissait à un peu moins de 96 %, avant que la ligne Harding-Chamberlin ne tombe à 15 h 05 HAE, puis elle chutait jusqu'à 93 % environ à 16 h 00 HAE, après la perte des lignes et des charges dans la région immédiate.

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

À partir des données réelles obtenues des exploitants FE, ITC, AEP et PJM, la figure 4.8 quantifie la disponibilité des réserves de puissance réactive (soit la différence entre la puissance réactive générée et la capacité réactive maximale) dans la région de Cleveland-Akron et les quatre régions environnantes, de ITC à PJM. L'après-midi du 14 août, le graphique montre que la production de puissance réactive était lourdement grevée dans la région de Cleveland-Akron, mais que des réserves importantes de cette même puissance étaient disponibles dans les régions avoisinantes. À mesure que l'après-midi avançait, les réserves de puissance réactive diminuaient dans les cinq régions, en même temps que la charge des réseaux augmentait. À 16 h 00 HAE, les réserves de puissance réactive de la région de Cleveland-Akron étaient complètement épuisées sans qu'on ait sollicité les régions voisines, lesquelles étaient en mesure de maintenir la tension de leur réseau au niveau prévu. Globalement, la région disposait de réserves de puissance réactive suffisantes, mais étant donné que ce type de puissance ne peut être « exporté » sur de grandes distances mais doit être produite sur place, ces réserves

Figure 4.8 Réserves de puissance réactive en périphérie de l'Ohio le 14 août 2003, pour des génératrices caractéristiques de la région[12]



de secours ne pouvaient compenser le déficit de puissance réactive de la région de Cleveland-Akron et atténuer l'affaissement croissant des tensions. En fait, les installations de production de FE dans la vallée de l'Ohio disposaient à ce moment de réserves de puissance réactive qui ne pouvaient malheureusement venir inverser la tendance à la baisse des tensions dans la région de Cleveland-Akron.

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

Dans la planification des réserves de puissance réactive, on doit s'assurer qu'il y a équilibre entre les sources de puissance réactive dynamique et statique dans l'ensemble du réseau interconnecté (comme le stipule la norme de planification ID.S1 du NERC). Compte tenu du peu de capacité de production excédentaire dans la région de Cleveland-Akron le 14 août, les réserves de puissance réactive dynamique y étaient nulles, de sorte que la région devait compter sur les équipements de compensation statique pour s'adapter aux conditions changeantes du réseau et soutenir la tension. Il faut toutefois savoir qu'un réseau qui dépend uniquement de la compensation statique comme source de puissance réactive peut connaître une dégradation graduelle de sa tension, suivie d'une perte brusque de stabilité : la courbe P-V d'un tel réseau se caractérise par une inflexion très raide à proximité du nez, et lorsque ce point est atteint, la tension réseau s'affaisse complètement. Le 14 août, l'insuffisance des réserves de puissance réactive dynamique, ajoutée au fait que les opérateurs ignoraient les tensions critiques du réseau et la capacité d'importation maximale de puissance pour répondre à la demande locale, ont laissé la région de Cleveland-Akron dans un état de grande vulnérabilité. **Recommandation 24, page 180.**

Événements antérieurs et études d'adéquation du système

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

En juin 1994, avec trois génératrices à l'arrêt pour cause de maintenance, un minimum de puissance réactive en réserve et une chute de la tension dans la région de Cleveland-Akron, la Cleveland Electric Illuminating (CEI, l'une des filiales de FE) avait dû procéder à du délestage dans la zone desservie par Cleveland Public Power (un service public municipal qui appartient à la zone de contrôle de CEI et qui achète et transporte de l'électricité en vrac) pour éviter un affaissement complet de la tension.[13] Les problèmes de précarité de la tension au sein de la région de Cleveland-Akron sont donc bien connus et avaient d'ailleurs trouvé un écho dans les critères très stricts de soutien de la tension qui étaient

Les producteurs d'électricité indépendants et la puissance réactive

Les producteurs d'électricité indépendants (PÉI) exploitent des centrales électriques qui n'appartiennent pas aux services publics. Ils exercent leurs activités en fonction des possibilités du marché et de leurs ententes contractuelles avec les services publics et ne relèvent pas nécessairement du contrôle direct des exploitants de réseau. Les obligations d'un PÉI en matière de puissance réactive sont déterminées par les dispositions de son entente contractuelle d'interconnexion avec le propriétaire des services de transport local. Habituellement, les PÉI fournissent des quantités limitées de puissance réactive, car ils ne sont pas tenus d'en produire ni payés pour le faire; seule la production de puissance active est facturable (à noter que la production de puissance réactive par une génératrice peut nécessiter une baisse de production de puissance active). Toutefois, certains contrats prévoient un dédommagement pour un PÉI lorsqu'il doit respecter un programme de tensions fixé par l'exploitant du réseau, ce qui oblige le PÉI à moduler sa production de puissance réactive en fonction des conditions du réseau. De plus, les contrats exigent habituellement que les PÉI augmentent leur production de puissance réactive à la demande de l'exploitant de la zone de contrôle en cas d'urgence au niveau du réseau. Dans certains contrats, des dispositions prévoient le versement de coûts de substitution aux PÉI lorsqu'on leur demande de livrer de la puissance réactive (on leur paie la valeur de la production de puissance active sacrifiée).

Ainsi, l'hypothèse selon laquelle les PÉI auraient contribué aux problèmes de gestion de la fiabilité le 14 août parce qu'ils n'ont pas livré de puissance réactive aux réseaux ne tient pas. Le programme de production d'un PÉI est régi par des ententes contractuelles qui incluent habituellement des dispositions relatives aux contributions à la fiabilité du réseau, surtout en cas d'urgence. Mais avant tout, il faut dire qu'il est de la responsabilité des planificateurs et des exploitants de réseau – et non des PÉI – de prévoir leurs besoins en puissance réactive et de prendre à court terme les mesures qui s'imposent pour y répondre.

Simulation de la propagation du courant avant la cascade

Le réseau électrique n'a aucune mémoire. Peu importe si la fréquence ou la tension étaient inhabituelles une heure, un jour ou un mois plus tôt. Ce qui compte, pour la fiabilité, ce sont les charges, les tensions et la fréquence du réseau à un moment précis et la capacité globale des éléments constituants de ce réseau de résister à un impondérable donné sans dépasser les limites de capacité thermique, de tension ou de stabilité.

Les ingénieurs en électricité utilisent une technique, appelée simulation de la propagation du courant, pour connaître les réactions d'un réseau dans des conditions d'exploitation données et à un moment précis. Le modèle, étalonné en fonction de tensions et de modes de propagation de courant observés sur un réseau réel, permet de répondre à une série de questions de simulation/anticipation pour déterminer si le réseau était alors en régime sécuritaire. Les tests de simulation/anticipation consistent à simuler des pannes de manière systématique en retirant un à un des éléments clés d'un réseau (p. ex., des génératrices ou des lignes de transport) et en observant chaque fois les conséquences de ce retrait sur le réseau, de façon à déterminer si les limites de ligne ou de tension ont été dépassées. Le dépassement d'une limite signifie que le réseau n'est plus sécurisé. Comme on le décrit dans le chapitre 2, les politiques d'exploitation du NERC imposent aux exploitants, lorsqu'ils constatent que leur réseau n'est plus dans un état fiable, de prendre sans délai les mesures qui s'imposent pour corriger la situation, au plus tard dans un délai de 30 minutes.

La méthode a été utilisée pour analyser l'évolution du réseau dans l'après-midi du 14 août. On a établi des simulations pour des points précis dans le temps, correspondant à la perte d'éléments clés du réseau de transport. Pour chaque point, trois bilans ont été demandés : le régime d'exploitation juste avant la chute de la ligne, le régime immédiatement après la chute de la ligne et la situation créée par l'entrée en action des automatismes après la chute.

appliqués par les responsables de la zone de contrôle jusqu'à 1998.[14]

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

À l'été de 2002, le transformateur à 765-345 kV de la ligne South Canton[11] d'AEP (lié à la ligne à 345 kV Star de FE) a subi 11 jours de grave surcharge pendant lesquels les charges réelles dépassaient les valeurs normales et les charges d'urgence atteignaient ou dépassaient les niveaux d'urgence estival. Dans chaque cas, AEP a pris toutes les mesures possibles, à part le délestage, pour ramener le réseau à des valeurs sûres, sauf l'allégement des charges, y compris la commutation de charge et les réaffectations de production. On a pu déterminer que ces surcharges avaient réduit le reste de vie utile du transformateur de 30 %. La société AEP a remplacé ce transformateur monophasé à l'hiver de 2002-2003, profitant de l'occasion pour accroître légèrement la capacité de la batterie de transformateurs de South Canton.[12]

À la suite de cet épisode, AEP a procédé à des modélisations poussées pour évaluer les conséquences d'une panne éventuelle de ce transformateur. Les études ont montré que la panne du transformateur de South Canton, en particulier si elle était accompagnée de la perte d'autres équipements de première importance, entraînerait des baisses de tension et des surcharges marquées dans son propre réseau et dans celui de FE. La société AEP a fait part de ces conclusions à la direction de FE lors d'une rencontre qui s'est déroulée le 10 janvier 2003.[13]

AEP a par la suite réalisé plusieurs études, y compris des études à long terme portant jusqu'en 2007, qui intégraient des impondérables simples, mais aussi des perturbations majeures. Ces études ont montré qu'en cas de transferts importants de puissance vers le nord, on pouvait craindre une surcharge de la batterie de transformateurs de South Canton et un affaiblissement des tensions après la perte de la centrale Perry et de la ligne à 345 kV Tidd-Canton Central, le tout aggravé par une probable vague de chutes de tensions qui traverserait le nord-est de l'Ohio en cas de neuf combinaisons possibles et différentes de deux impondérables – soit la perte d'une ligne et d'une génératrice, ou la perte de lignes et des pannes de transmission.[16] Ces résultats ont été communiqués par AEP à FE au cours d'une réunion tenue le 21 mai 2003. Le procès-verbal de la réunion indique que « ni AEP, ni FE n'ont pu déterminer les modifications qui pourraient être faites à la configuration du réseau de transport ou apportées aux méthodes d'exploitation au cours de l'été 2003 pour régulariser les mouvements d'énergie dans la batterie de transformateurs de South Canton ». Ce même

procès-verbal comprend une résolution proposant que « AEP et FE partagent le résultat de ces études et le rapport prévu sur le rendement de l'été 2003 avec leur personnel de gestion et d'exploitation ».

Une des fonctions des coordonnateurs de la fiabilité et des responsables de zone de contrôle est de préparer des études régionales et saisonnières portant sur divers scénarios susceptibles de fragiliser leurs réseaux, de façon à mieux comprendre les éventuels problèmes, faiblesses et risques liés à l'exploitation de leurs réseaux, ainsi que les solutions possibles. Toutefois, les études sur lesquelles FE s'appuyait – et qui avaient été réalisées par FE et par le conseil ECAR – n'étaient pas bien fondées ni complètes, et n'étaient pas à jour, de sorte que les planificateurs et les opérateurs de FE n'avaient pas une compréhension globale et exacte des capacités de leur réseau, ni des risques qu'ils couraient dans diverses situations. Aucune des baisses de tension susmentionnées, pas plus que les risques importants décrits dans les études 2002-2003 d'AEP, ne sont signalés dans les études de planification saisonnière ou à long terme de FE ou d'ECAR, ou dans les protocoles de

L'indépendance organisationnelle d'ECAR et ses conséquences

Le conseil ECAR (Eastern Central Area Reliability Coordination Agreement) a été créé en 1967 à titre d'entité régionale de gestion de la fiabilité pour « améliorer la fiabilité des systèmes de distribution d'électricité de ses membres par la coordination de la planification et de l'exploitation de leurs installations de production et de transport d'électricité »[20] (traduction). Le Conseil regroupe 29 grands fournisseurs d'électricité desservant plus de 36 millions d'individus.

Le budget annuel d'ECAR pour 2003 s'élevait à 5,15 millions de dollars américains, ce qui comprend une contribution de 1,775 million de dollars américains versée au NERC (North American Electric Reliability Council).[21] Ce financement lui provient de ses membres selon une formule qui tient compte de la production (en MW), des livraisons d'électricité (en MW) et de la distance couverte (en milles) par ses lignes à haute tension. L'American Electric Power Co. (AEP), le membre le plus important d'ECAR, finance à elle seule environ 15 % du budget d'ECAR; la contribution de FirstEnergy (FE) représente 8 à 10 % du total.

Toutes les décisions techniques ou de politique prises par ECAR – y compris l'interprétation des lignes de conduite du NERC et celle des politiques et normes au sein de l'organisation – sont prises par des comités composés de représentants des sociétés membres d'ECAR. La répartition des tâches et l'orientation générale des activités au sein de l'organisation sont définies par le Conseil d'administration, le Comité de coordination et le Comité d'interface avec le marché.

Le conseil ECAR, qui a ses bureaux à Akron, en Ohio, compte 18 employés à temps plein. Le personnel assure le soutien des divers comités et groupes de travail et leur fournit des analyses techniques. Ohio Edison, une filiale de FE, administre les salaires, les avantages sociaux et les services de comptabilité d'ECAR. Le personnel d'ECAR est couvert d'office par le régime de retraite (type 401 K) d'Ohio Edison (FE). Il reçoit des actions de FE à titre de quote-part de l'employeur versée dans la caisse de placement des salariés (régime 401 K) et peut également acheter des actions de FE. Le personnel et les membres du Conseil d'administration d'ECAR ne sont pas tenus de se départir de leur participation au capital des sociétés membres d'ECAR.[24] Malgré la proximité des liens qui existent entre les opérations financières de FE et les intérêts du personnel et de la direction d'ECAR, le groupe d'enquête n'a rien relevé qui donne à penser que le personnel d'ECAR favorise les intérêts de FE au détriment de ceux des autres membres.

Les décisions d'ECAR semblent être dominées par les membres responsables des zones de contrôle, qui acceptent pour l'essentiel le maintien des pratiques en usage au sein de chaque zone pour ce qui a trait à l'application des normes du NERC, plutôt que de proposer des règles plus strictes et cohérentes sur des questions comme les critères relatifs aux tensions d'exploitation et les études de planification. Ce sont aussi les représentants des membres d'ECAR qui animent le programme de vérification de la fiabilité, chargé d'évaluer la conformité de chaque zone de contrôle aux normes et aux règles d'interprétation locales. Il est difficile pour une organisation dominée par ses propres membres en vienne à la conclusion que les normes et pratiques de ces mêmes membres sont déficientes, mais il faut aussi reconnaître que la façon plutôt ambiguë et floue du NERC d'énoncer ses normes a permis une interprétation très large des exigences de fiabilité au sein du conseil ECAR. **Recommandations 2 et 3, pages 161,162**.

fonctionnement mis à la disposition des membres de l'équipe d'enquête.

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

L'étude réalisée par FE à l'été 2003 portait principalement sur des événements ou impondérables isolés (N-1) et n'envisageait pas des pertes multiples d'envergure, non plus que les questions de sécurité. FE s'est contentée d'examiner les limites thermiques du réseau et s'est intéressée aux tensions dans la seule optique d'un maintien à l'intérieur de la gamme de 90 à 105 % de la tension nominale sur ses lignes à 138 et à 345 kV. L'étude prenait pour hypothèse que seule la centrale Davis-Besse (883 MW) pouvait tomber en panne sous une pointe de charge de 13 206 MW. Or, le 14 août, la charge a atteint 12 166 MW et les installations de production qu'on savait indisponibles comprenaient la centrale Davis-Besse (883 MW), la génératrice 3 de Sammis (180 MW) et la génératrice 4 d'Eastlake (240 MW), tandis que la génératrice 5 d'Eastlake (597 MW) a été perdue pendant les événements. L'étude supposait aussi que toutes les infrastructures de transport seraient en service. Le 14 août, les installations de transport en arrêt programmé comprenaient le transformateur n° 62 à 345/138 kV d'Eastlake et le condensateur n° 1 à 138 kV de Fox, d'autres condensateurs s'ajoutant pendant les événements. Enfin, l'étude n'envisageait qu'un seul scénario d'importation-exportation, plutôt que d'examiner les possibilités présentées par diverses combinaisons de réaffectations de capacité de production, d'importations-exportations d'énergie et de transferts interrégionaux. Dans l'ensemble, l'étude de FE supposait des conditions moins difficiles que la situation réelle au 14 août 2003 et quand la demande fut au-dessous de sa crête historique. De plus, l'étude ne s'est pas penchée sur la fragilité du réseau à l'égard des paramètres clés de fonctionnement, dans le but de déterminer ses limites d'exploitation en tenant compte des contraintes posées par la stabilité dynamique du système, la stabilité des tensions et la capacité de résistance thermique des lignes. **Recommandation 23, page 180.**

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

FE a toujours compté sur les évaluations qui lui provenaient du conseil régional ECAR pour prévoir ses besoins de puissance réactive et définir les mesures de correction qui pouvaient s'imposer. Malheureusement, depuis cinq ans, les analyses d'ECAR n'ont inclut aucun détail des caractéristiques électriques de la région de Cleveland-Akron ni de sa capacité d'importation limitée par des problèmes de maintien de la tension – même si ces limitations étaient connues dans les années 1990 et se trouvent confirmées par des témoignages présentés en 1996 à la Federal Energy Regulatory Commission.[19] Ces problèmes n'ont donc pas fait l'objet d'études, et aux environs de 1998, la société FE a allégé ses règles internes relatives à l'amplitude acceptable des tensions. Dans le document d'ECAR intitulé « *2003 Summer Assessment of Transmission System Performance* », daté de mai 2003, la société FE évaluait les surcharges découlant de la perte éventuelle des deux transformateurs Star à 345/138 kV, mais ne disait rien des problèmes de maintien de la tension. **Recommandation 3, page 162.**

La société FE participe aux études d'ECAR concernant les urgences extrêmes et les combinaisons d'événements perturbateurs. Le conseil ECAR ne fait pas lui-même d'analyses rigoureuses à l'échelle régionale, mais regroupe les études internes de ses membres portant sur les impondérables N-2 et les impondérables multiples (qui peuvent comprendre la perte de plus d'un circuit, la perte de corridors entiers de transport contenant plusieurs lignes, la perte de génératrices ou de sous-stations importantes ou la perte d'une grande zone de desserte). La dernière étude du genre a été publiée en 2000 et contenait des projections sur l'état du réseau jusqu'en 2003. Cette étude n'a inclus aucun des événements qui ont donné lieu à une surcharge des lignes à 345 kV ou à une violation des limites de tension sur des omnibus à 345 kV. FE n'a fait mention d'aucun risque de cascade, mais a signalé qu'en cas de perturbation majeure, certaines zones de desserte locales seraient perdues et qu'on devrait procéder à une réaffectation de la capacité de production pour éviter la surchauffe de certains circuits.

Analyse modélisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 05 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin de FE

En guise de première étape dans la modélisation de la panne du 14 août, l'équipe d'enquête a établi un scénario de référence en créant une simulation de propagation du courant pour l'ensemble de l'Interconnexion de l'Est, et lui a appliqué les conditions réelles observées à 15 h 05 HAE, le 14 août. L'équipe est partie d'une projection des mouvements de courant pour l'été 2003 dans l'Interconnexion de l'Est, élaborée au printemps 2003 par les conseils régionaux de gestion de la fiabilité pour fixer les grandes lignes d'un programme d'exploitation sécuritaire pour l'été. Précisons que le niveau de détail du modèle élaboré par l'équipe à l'échelle régionale est de beaucoup supérieur à celui que les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité

utilisent habituellement. Sur ce modèle ont été représentés plus de 43 000 omnibus et 57 600 lignes de transport, en plus de la totalité des grandes centrales électriques du nord des États-Unis et de l'est du Canada. Le scénario estival de propagation du courant a ensuite été modifié de façon à établir la correspondance avec les niveaux de production, de demande et d'interconnexion (entre les zones de contrôle) constatés à 15 h 05 HAE, le 14 août. L'étalonnage consistait à faire correspondre les tensions et les débits de courant obtenus par calcul aux données réelles recueillies à plus de 1 500 points de lecture dans le réseau. Il a fallu des milliers d'heures de travail pour adapter le modèle aux conditions observées à 15 h 05 HAE.

Après avoir étalonné le scénario de référence, l'équipe a procédé à une analyse qui intégrait plus de 800 événements – y compris la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin – susceptibles d'avoir entraîné le déclenchement de la panne à partir de 15 h 5 HAE. Aucun de ces événements n'a provoqué un dépassement de la charge des lignes de transport ou de la limite de tension des omnibus avant la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin de FE. Autrement dit, selon ces simulations, le réseau, tel qu'il était configuré à 15 h 05 HAE, pouvait continuer de fonctionner sans problème, même après l'avènement de l'un ou l'autre des impondérables en question. Du point de vue électrique, avant 15 h 05 HAE, l'Interconnexion de l'Est fonctionnait dans le respect de toutes les limites établies et en parfaite conformité avec les politiques d'exploitation du NERC. Toutefois, après la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin et dans le cas de deux des impondérables considérés, la capacité de surcharge momentanée de plusieurs lignes du réseau aurait été dépassée immédiatement, de sorte que le réseau n'aurait plus été conforme à la politique d'exploitation A.2 du NERC qui exige qu'un réseau, quoi qu'il arrive, retrouve sa fiabilité dans un délai maximum de 30 minutes.

Un premier impondérable : la centrale nucléaire Perry

La modélisation réalisée par l'équipe d'enquête a montré que la centrale nucléaire Perry (d'une puissance de 1 255 MW) située près du lac Érié est essentielle au maintien de la stabilité des tensions dans la région de Cleveland-Akron, de façon générale mais plus particulièrement encore le 14 août 2003. En effet, si la centrale s'était détachée du réseau avant 15 h 05 HAE, les niveaux de tension aux principaux omnibus de FE seraient tombés aux environs de 93 % de leur valeur nominale, avec une marge de puissance de réserve de seulement 150 MW pour la région (soit 2 % de la charge totale de la région de Cleveland-Akron). D'autre part, si la centrale était tombée après la perte de la ligne Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE, toute la région de Cleveland-Akron aurait pu être touchée par un affaissement des tensions.

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

La centrale Perry et la génératrice 5 d'Eastlake ont ensemble une capacité de production de puissance réelle de 1 852 MW et une capacité de production de puissance réactive de 930 Mvar. Si l'une de ces installations tombe en panne, il faut immédiatement remplacer l'énergie perdue par des importations de puissance réelle et de puissance réactive (bien que la puissance réactive voyage mal sur des circuits lourdement chargés). Sans la présence de génératrices à démarrage rapide, ou de réserves tournantes, ou de réserves de puissance réactive dynamique à l'intérieur de la région, la sécurité du réseau pourrait d'en trouver compromise. Le 14 août, comme nous l'avons mentionné plus tôt, la région de Cleveland-Akron disposait de fort peu de réserves tournantes après la perte de la génératrice 5 d'Eastlake à 13 h 31 HAE. Si la centrale Perry était tombée en panne, FE aurait été dans l'impossibilité de se conformer à la politique d'exploitation n° 2 du NERC – soit remettre le réseau dans un état fiable dans un délai maximum de 30 minutes – à moins de procéder rapidement à du délestage. La perte de la génératrice 5 d'Eastlake suivie de la perte de la centrale Perry sont des impondérables qui doivent être envisagés dans le cadre d'une saine planification visant à rétablir la fiabilité du réseau avant l'arrivée d'un deuxième impondérable. En négligeant de procéder à de telles analyses et de mettre au point un plan de redressement pour faire face à ce genre de situation, FE contrevenait à la norme de planification 1A, catégorie 3, du NERC. **Recommandation 23, page 180**.

Cette situation n'est pas nouvelle. Dans le passé, la perte de la centrale Perry opérant à plein régime a été reconnue comme l'incident le plus grave pour la zone desservie par la Cleveland Illuminating Company, comme en fait foi l'étude de FE en 1998 portant sur la capacité d'importation d'énergie en été. La puissance de sortie totale, en MW et en Mvar, de la centrale Perry dépassait, à ce moment, la capacité d'importation de n'importe quel circuit à 345 kV alimentant la région de Cleveland-Akron après la perte de la génératrice 5 d'Eastlake, à 13 h 31 HAE. Cela signifie que si la centrale Perry était tombée en panne après la perte de la génératrice 5 d'Eastlake le 14 août – ou tout autre jour caractérisé par des charges et des pannes similaires – il aurait été difficile sinon impossible aux opérateurs de FE de rétablir la fiabilité du réseau dans un délai de 30 minutes, de

manière à pouvoir faire face à un nouvel impondérable éventuel, comme l'exige la politique d'exploitation A.2 du NERC. En situation réelle, les opérateurs se verraient alors dans l'obligation de calculer les nouvelles limites d'exploitation de leur réseau et de se préparer à faire usage de leur dernier recours, soit le délestage manuel de larges blocs de consommation avant la prochaine panne, ou le délestage automatique immédiatement après l'événement si le réseau est doté de cette fonction.

Cause 1 : connaissance incomplète de la situation

L'équipe d'enquête a été incapable de trouver le plan ou les procédures d'urgence que FE aurait mis au point pour permettre à ses opérateurs de gérer efficacement la zone de contrôle dont la Société est responsable et de protéger la région de Cleveland-Akron en cas de perte imprévue de la centrale nucléaire Perry.

Pour déterminer les conséquences de ce scénario catastrophe sur la région de Cleveland-Akron le 14 août, l'équipe d'enquête a tracé les courbes V-Q (voir la figure 4.9) pour des omnibus clés de la région à 15 h 05 HAE, avant et après la perte de la ligne Harding-Chamberlin. Les courbes de la moitié gauche représentent les conséquences de la perte de la centrale Perry avant la chute de la ligne, les courbes de la moitié droite représentent la situation qui aurait eu cours si la centrale nucléaire était tombée après la chute de la ligne. Si la centrale était tombée avant la déconnexion de la ligne, les marges de puissance réactive aux principaux omnibus de FE auraient été minimales (la situation la plus critique apparaissant à l'omnibus Harding, comme le montre le graphique, sur l'axe des y) et la tension critique (qui annonce un effondrement des tensions et qu'on peut lire sur l'axe des x) à l'omnibus Avon aurait atteint 90,5 % – très près de la limite considérée par FE comme acceptable. Par contre, si la centrale Perry était tombée après la ligne Harding-Chamberlin, les marges réactives à tous ces omnibus auraient été encore plus serrées (avec une réserve de seulement 60 Mvar à l'omnibus Harding) et la tension critique à l'omnibus Avon aurait atteint 92,5 %, ce qui est pire que le minimum de 90 % considéré acceptable par FE. Dans ces conditions, le réseau aurait été très proche d'une chute par instabilité des tensions. Si la première ligne à tomber le 14 août avait été la ligne Hanna-Jupiter (plutôt que la ligne Harding-Chamberlin), le réseau de FE aurait été incapable de survivre à la perte de la centrale Perry.

Figure 4.9 Conséquences de la perte de la centrale Perry sur les tensions critiques et les réserves de puissance réactive – Analyses V-Q

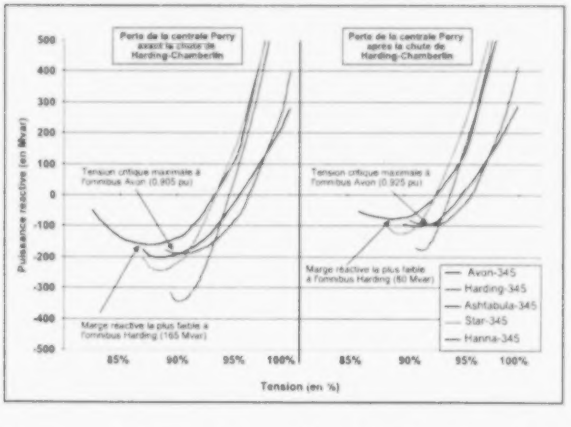
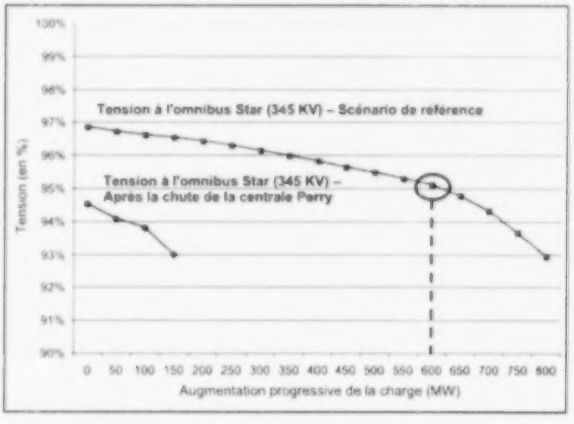


Figure 4.10 Effet de la chute de la centrale Perry sur la stabilité de la tension réseau dans la région de Cleveland-Akron



L'analyse présentée ci-dessus a été réalisée en supposant des niveaux de charge semblables à ceux du 14 août 2003. Il faut toutefois préciser que les températures n'étaient pas particulièrement élevées ce jour-là et que la charge totale était loin du pic de 13 229 MW enregistré dans la zone de contrôle de FE un an plus tôt, en août 2002. L'équipe d'enquête a donc voulu savoir ce qui serait survenu dans la région de Cleveland-Akron si la charge imposée au réseau s'était approchée de son sommet historique, soit environ 625 MW de plus que les 6 715 kW consommés dans la région de Cleveland-Akron en 2003. La figure 4.10 présente une analyse P-V qui montre l'effet d'une augmentation de la charge sur les tensions à l'omnibus Star, avec et sans la contribution de la centrale Perry, et avant la perte de la ligne Harding-Chamberlin à 15 H 05 HAE. La courbe supérieure indique qu'avec la centrale Perry en marche, la charge locale aurait pu augmenter de 625 KW et la tension à l'omnibus Star

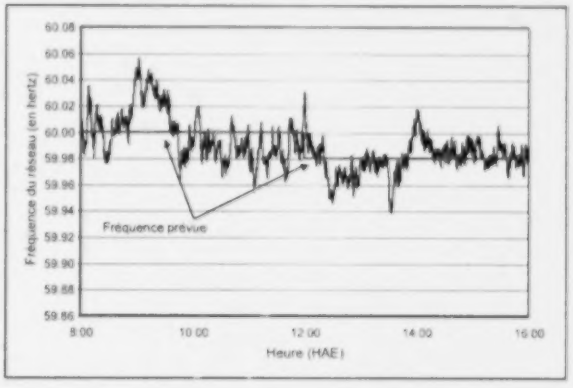
serait alors demeurée à un niveau supérieur à 95 %. Mais sans la puissance de la centrale Perry (courbe inférieure), la charge aurait pu augmenter de 150 MW à peine avant que la tension à l'omnibus Star devienne ingérable, ce qui se serait traduit par l'absence de marge pour stabiliser la tension réseau et, selon l'évolution dynamique de la charge, un éventuel affaissement complet de la tension.

Les analyses ci-dessus montrent que la région de Cleveland-Akron était grandement vulnérable dans l'après-midi du 14 août. Le réseau était conforme à la norme 2A.1 du NERC pour le cas N-1 (fiabilité du réseau après un impondérable) avant la perte de la ligne Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE, mais il aurait suffi que la centrale Perry tombe en panne pour que la tension du réseau de FE s'approche de son point d'instabilité ou s'effondre totalement si la charge totale de la région avait augmenté de 150 MW ou plus. Il faut préciser ici que ce scénario aurait très bien pu se produire le 14 août, comme l'atteste la série d'échanges suivante : à 13 h 43 HAE, l'opérateur de la centrale Perry appelle le responsable de la zone de contrôle pour lui signaler que les tensions sont dangereusement basses; à 15 h 36 min 51 s HAE, l'opérateur de la centrale Perry appelle cette fois le Centre de conduite de réseau de FE pour s'informer de l'origine des pointes de tension qu'il enregistre au transformateur principal de la centrale;[26] à 15 h 42 min 49 s HAE, l'opérateur de la centrale Perry appelle de nouveau l'opérateur de FE pour l'avertir qu'il enregistre toujours des pointes de tension et que la génératrice est soumise à de très fortes oscillations de puissance, ajoutant que les tensions réseau arrivent au point où la turbine pourrait s'arrêter d'elle-même.[27]

Gestion de la fréquence

Chaque zone de contrôle doit assurer l'équilibre entre sa production et la demande de courant. En cas de sous-fréquence persistante, on peut déduire qu'au moins une zone de contrôle « s'appuie sur le réseau », c'est-à-dire qu'elle absorbe une part non prévue d'électricité du réseau, ce qui a pour effet d'abaisser la fréquence réseau et de créer des mouvements de courant inopportuns. Dans la pratique, on constate souvent l'existence d'écarts mineurs au niveau de chaque zone : il est en effet très difficile de maintenir un équilibre parfait entre la production et la demande. Le NERC a édicté des règles d'exploitation qui précisent les écarts maximums admissibles et sanctionnent les écarts persistants, mais non les écarts ponctuels. Il supervise le fonctionnement des zones de contrôle au moyen de méthodes spécifiques qui permettent de déterminer avec quelle précision les zones équilibrent leur charge et leur production.

Figure 4.11 Fréquence réseau le 14 août 2003 jusqu'à 16 h 09 HAE



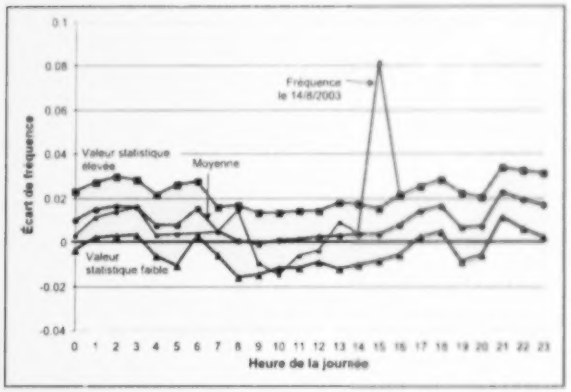
Fréquence réseau

Dans des conditions stables, la fréquence réseau est la même, à un moment donné, dans l'ensemble du réseau interconnecté. Cette fréquence varie toutefois d'un moment à l'autre en fonction de l'équilibre à la seconde près entre la production globale d'énergie et la demande globale d'énergie dans l'ensemble de l'interconnexion. La fréquence réseau fait l'objet d'une surveillance constante des autorités.

Le 14 août, avant 16 h 09 HAE, la fréquence dans l'Interconnexion de l'Est se trouvait dans les limites de sécurité prescrites et ne présentait aucune oscillation excessive ou inhabituelle, comparativement aux jours précédents. Les variations de fréquence ne sont donc pas une cause ni un précurseur du déclenchement de la panne. Cependant, une fois la cascade lancée, les oscillations considérables de fréquence qui sont apparues très tôt dans le réseau interconnecté sont devenues un important facteur de propagation.

La figure 4.11 montre l'évolution de la fréquence dans l'Interconnexion de l'Est le 14 août 2003. Les variations de fréquence sont attribuables à un défaut de concordance entre la production et la consommation, à raison de 3 200 MW environ pour 0,1 hertz (en d'autres termes, une variation de production de 1 000 MW provoque une déviation de fréquence d'environ – 0,031 hertz). Des excursions importantes de fréquence traduisent des changements importants de la charge par rapport à la production. Ces excursions pourraient entraîner des transits inopportuns de courant entre zones de contrôle voisines et, au pire, provoquer des délestages automatiques pour cause de sous-fréquence ou des arrêts

Figure 4.12 Fréquence dans l'Interconnexion de l'Est pour le mois d'août 2003



automatiques de génératrices.

L'équipe d'enquête a examiné l'évolution de la fréquence dans l'Interconnexion de l'Est et les écarts de fréquence dans la zone de contrôle pour la journée du 14 août 2003, ainsi que pour l'ensemble du mois d'août, à la recherche d'anomalies ou d'écarts répétitifs. Des analyses poussées à l'aide de la méthode des transformées rapides de Fourier (décrite dans le rapport technique du NERC) n'ont révélé aucune variation inusitée. De fait, le calcul de transformées à l'aide de divers échantillons temporels de fréquences moyennes (d'une heure à 6 secondes) permet de conclure que les déviations de fréquence à l'intérieur de l'Interconnexion de l'Est restent dans les limites prescrites.[28]

Les écarts de fréquence les plus importants surviennent à intervalles réguliers. Ces intervalles correspondent à la mise en œuvre de nouveaux échanges de puissance prévus entre réseaux, lors du passage d'une période de pointe à une période de creux (de 6 h à 7 h et de 21 h à 22 h), comme de démontre la figure 4.12 et à l'occasion de changements de régime prévus (à l'heure ou à la demi-heure), au moment où les centrales se préparent à répondre à une commande d'énergie ou à transférer du courant dans le cadre d'un échange. Les fréquences tendent à être plus élevées en début de journée parce que les centrales se préparent à absorber les pointes de consommation de l'après-midi en accélérant leurs génératrices, puis elles baissent à mesure que l'après-midi avance et que la charge du réseau augmente par rapport aux réserves tournantes et de puissance réelles disponibles. L'équipe d'enquête a conclu que les méthodes de gestion de la fréquence et de collecte de données pertinentes dans l'Interconnexion de l'Est gagneraient à être améliorées, mais que les oscillations de fréquence constatées avant 16 h 09 HAE le 14 août 2003 n'avaient eu aucun effet sur le déclenchement de la panne.

Conclusion

Le fait de déterminer que le réseau était dans un état d'exploitation fiable à 15 h 05 HAE le 14 août 2003 est extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Cela signifie qu'aucune des caractéristiques électriques du réseau antérieures à 15 h 05 HAE n'a été à l'origine de celle-ci. On élimine de ce fait même un certain nombre d'hypothèses de dérangement, comme les basses tensions constatées plus tôt pendant la journée ou dans les jours précédents, la non-disponibilité de certaines génératrices ou de certaines lignes de transport (considérées individuellement ou en combinaison l'une avec l'autre), les importants transits d'énergie vers le Canada, les fréquences réseau inhabituelles et plusieurs autres modalités d'exploitation. On sait maintenant qu'aucun de ces facteurs n'a été une cause directe, unique ou majeure de la panne.

Cependant, l'enquête a montré que le réseau de FirstEnergy, bien qu'électriquement sûr avant 15 h 05 HAE, était très vulnérable parce que des suppositions et des limites n'étaient pas dans les normes pour une exploitation sécuritaire. L'analyse des tensions et des marges réactives dans la région de Cleveland-Akron indique que FE gérait son réseau à la limite extrême des normes de fiabilité opérationnelles du NERC et que la sécurité de ce réseau pouvait être compromise par diverses lacunes de fonctionnement que des études d'exploitation et de planification approfondies auraient permis de mettre en lumière. Un réseau disposant d'une marge réactive aussi réduite que celui de FE a peu de latitude d'action et laisse les opérateurs démunis face aux inévitables imprévus. Ainsi que le prochain chapitre l'illustrera, la vulnérabilité d'un réseau qui souffrait d'un manque de planification et d'information a été aggravée par le défaut de formation de ses opérateurs qui n'étaient pas en mesure de reconnaître ni de gérer certaines situations d'urgence.

Renvois

[1] Transcription d'une déclaration de FE, canal 14, à 13 h 33 min 44 s.

[2] Transcription d'une déclaration de FE, canal 14, à 13 h 21 min 05 s; à 13 h 41 min 54 s et à 15 h 30 min 36 s.

[3] Ces transits proviennent de la région centrale et nord-est et comprennent les territoires des entités ECAR, PJM, IMO et NYISO, et excluent les transferts en provenance du Québec, des provinces maritimes et de la Nouvelle-Angleterre puisque ces régions avaient un minimum

d'échange avec la région à l'étude.

[4] *ECAR Investigation of August 14, 2003 Blackout by Major System Disturbance Analysis Task Force, Recommendations Report*, page 6.

[5] Base de données PowerDat de RDI.

[6] *U.S. Energy Information Administration, Energy Annual Data Book*, édition 2003

[7] *Expanding U.S. Transmission Capacity*, Dr Eric Hirst, août 2000, p. vii.

[8] Lettre adressée par Michael H. Dworkin, président, State of Vermont Public Service Board, le 11 février 2004, à Alison Silverstein et Jimmy Glotfelty.

[9] L'opérateur de FE a demandé la remise en charge de la batterie de condensateurs n° 2 à la sous-station Avon. Exemple au canal 3, à 3 h 33 min 40 s. Malheureusement, aucun condensateur n'était libre.

[10] De 13 h 13 à 13 h 28, le responsable de la fiabilité à FE a appelé neuf opérateurs de centrale pour leur demander un soutien accru de la tension réseau. Exemples au canal 16 : 13 h 13 min 18 s, 13 h 15 min 49 s, 13 h 16 min 44 s, 13 h 20 min 44 s, 13 h 22 min 07 s, 13 h 23 min 24 s, 13 h 24 min 38 s, 13 h 26 min 04 s, 13 h 28 min 40 s.

[11] Réunion d'information DOE/NERC, septembre 2003; déclaration de M. Steve Morgan (FE), PR0890803, lignes 5 à 23.

[12] Ces marges de réserves de puissance réactive Mvar étaient calculées pour les cinq régions des installations suivantes : (1) région de Cleveland de FirstEnergy — Ashtabula 5, Perry 1, Eastlake 1, Eastlake 3, Lakeshore 18; (2) partie nord du centre d'AEP près de FirstEnergy (sud-sud-est d'Akron) — Cardinal 1, Cardinal 2, Cardinal 3, Kammer 2, Kammer 3; (3) région sud-ouest de MECS (ITC) —Fermi 1, Monroe 2, Monroe 3, Monroe 4; (4) partie Ohio Valley de FirstEnergy — Sammis 4, Sammis 5, Sammis 6, Sammis 7; (5) partie occidentale de PJM — Keystone 1, Conemaugh 1, Conemaugh 2.

[13] Voir l'ordonnance 61 040 du FERC, 1972, soit l'ordonnance émise à l'égard des dossiers EL 04-75-000 et EL 94-80-000 du FERC, pour plus de détails sur cet incident.

[14] Témoignage de Stanley Szwed, vice-président, Ingénierie et planification, Centerior Service Company (Cleveland Electric Illuminating Company et Toledo Edison), dossier FERC EL 94-75-000, 22 février 1996.

[15] Notes d'exposé pour la réunion du 10 janvier 2003 des représentants de FE et d'AEP, et sommaire de la réunion rédigé par Paul Johnson, directeur d'AEP, Planification du transport en vrac de l'énergie dans l'Est, 10 janvier 2003.

[16] Ordre du jour pour la réunion du 21 mai 2003 entre des représentants d'AEP et de FE à l'initiative d'AEP.

[17] Note de service : *Summary of AEP/FE Meeting on 5/21/03*, par Scott P. Lockwood, AEP, 29 mai 2003.

[18] Ibid.

[19] Témoignage de M. Szwed.

[20] *Executive Manager's Remarks*, conseil ECAR, http://www.ecar.org

[21] Entrevue avec Brantley Eldridge, directeur exécutif, ECAR, 10 mars 2004

[22] Entrevue avec Brantley Eldridge, directeur exécutif, ECAR, 3 mars 2004

[23] *Executive Manager's Remarks*, ECAR, http://www.ecar.org

[24] Entrevue avec Brantley Eldridge, directeur exécutif, ECAR, 3 mars 2004

[25] Dossier FERC

[26] Transcription de FE, canal 8.

[27] Transcription de FE, canal 8.

[28] Voir les rapports techniques d'enquête sur la panne du NERC, qui seront publiés en 2004.

5. Comment et pourquoi la panne a commencé en Ohio

Sommaire

Ce chapitre explique les grands événements – facteurs électriques, informatiques et humains – qui ont jalonné le déroulement de la panne du 14 août 2003 et en dégage les causes. La période visée par l'exposé du présent chapitre débute à 12 h 15, heure avancée de l'Est (HAE), le 14 août 2003 au moment où des données d'entrée inexactes ont enlevé toute efficacité à l'estimateur d'état (instrument de contrôle de réseau) de MISO. À 13 h 31 HAE, la génératrice Eastlake 5 de FE est mise hors circuit et automatiquement arrêtée. Peu après, à 14 h 14 HAE, le système d'alarme et d'enregistrement est tombé en panne au centre de commande de FE et n'a pu être rétabli qu'après la panne générale. Après 15 h 5 HAE, un certain nombre de lignes de transport à 345 kV de FE ont commencé à tomber hors circuit, parce qu'elles sont venues en contact avec des arbres trop hauts dans les emprises.

Vers 15 h 46 HAE, au moment où FE, MISO et les services d'électricité voisins commençaient à se rendre compte que le réseau de FE était en danger, la seule façon possible de prévenir la panne aurait été de délester une charge d'au moins 1 500 MW autour de Cleveland et d'Akron. On n'a toutefois fait aucun effort en ce sens et, à 15 h 46 HAE, il était peut-être déjà trop tard pour qu'un important délestage fasse une différence. Ce moment passé, la perte de quelques grandes lignes à 345 kV de FE dans le nord de l'Ohio a commencé à mettre hors circuit le réseau annexe de lignes à 138 kV, ce qui devait ensuite entraîner la perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE à 16 h 6 HAE. Ce chapitre se clôt sur la mise hors circuit de cette dernière ligne, événement qui devait provoquer la cascade impossible à maîtriser du circuit à 345 kV dans la séquence de la panne générale.

La perte de la ligne Sammis-Star a eu cet effet, parce qu'elle a sectionné le circuit à 345 kV reliant l'est au nord de l'Ohio. Même si autour d'Akron, des événements antérieurs avaient déjà causé une panne, la majeure partie du nord de l'Ohio était demeurée branchée au réseau et la demande d'électricité était forte. Ainsi, la perte de la ligne Sammis-Star, qui était très surchargée, a instantanément grevé, dans de lourdes et dangereuses proportions, les lignes des secteurs adjacents et l'effet de cascade s'est rapidement propagé à mesure que les lignes et les génératrices se mettaient hors circuit par relais de protection pour ne pas subir de dégâts matériels.

Organisation du chapitre

Ce chapitre se divise en plusieurs sections correspondant aux grands événements qui se sont produits dans le réseau de FirstEnergy et les secteurs voisins dans les heures qui ont précédé la cascade de pannes :

- **Étape 1** : Un après-midi normal s'assombrit
- **Étape 2** : Défaillances informatiques à FE
- **Étape 3** : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques
- **Étape 4** : Effondrement du réseau à 138 kV et perte de la ligne Sammis-Star

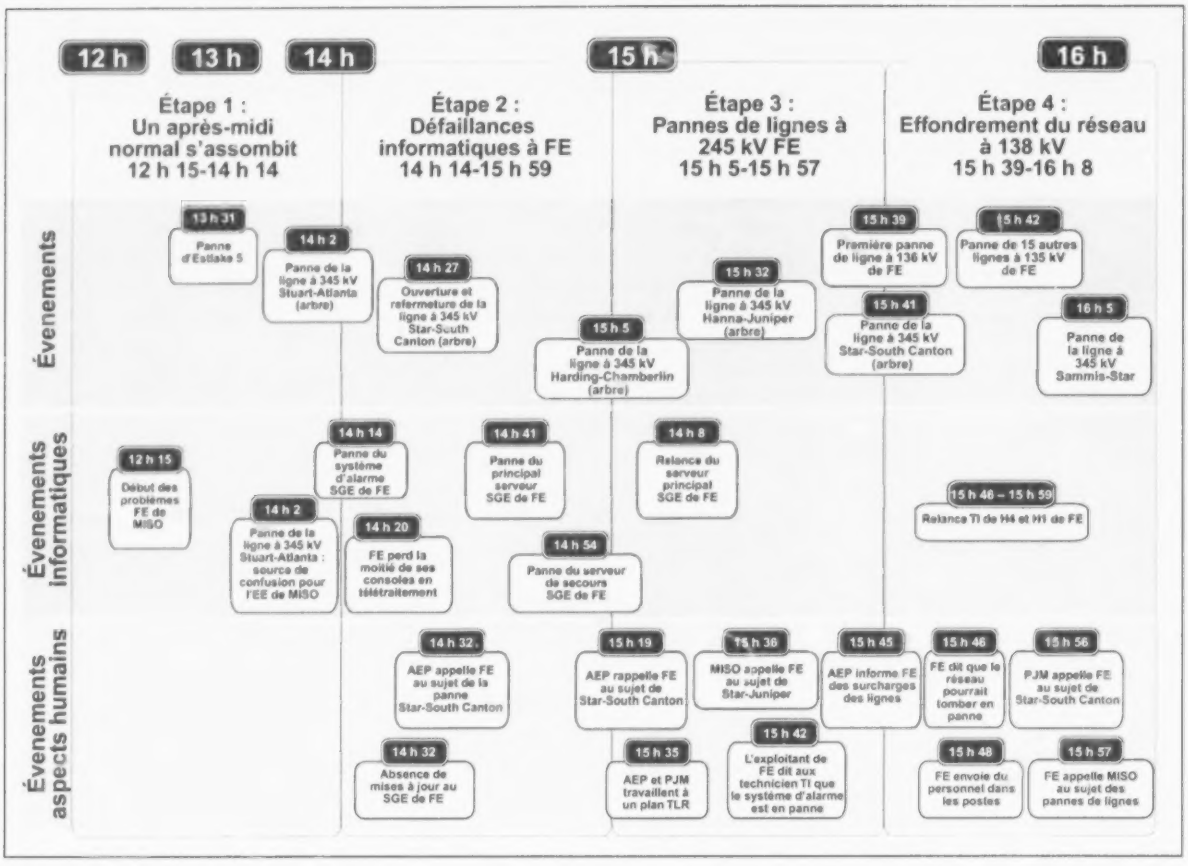
Les événements clés pour chacune des phases sont résumés à la figure 5.1 qui présente une chronologie des principaux événements à l'origine de la panne en Ohio. La suite du chapitre met en évidence les événements les plus importants à chaque étape et explique en quoi ceux-ci étaient liés entre eux et à la cascade de pannes.

Étape 1 : Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14 HAE

Aperçu de cette étape

Dans le nord de l'Ohio, on vivait un après-midi d'août normal avec des charges modérément élevées qui étaient attribuables à la demande de climatisation, ce qui consommait des niveaux élevés de puissance réactive. Comme deux des points de production de puissance active et réactive étaient déjà en arrêt de fonctionnement (Davis-Besse et Eastlake 4), la perte de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE a encore nui au soutien essentiel de la tension dans la région de Cleveland-Akron. Une modélisation détaillée en simulation révèle que l'arrêt d'Eastlake 5 a joué un grand rôle dans la panne qui s'est produite cet après-midi-là. Eastlake 5 étant hors service, les charges des lignes de transport étaient particulièrement élevées mais

Figure 5.1 Chronologie du début de la panne en Ohio

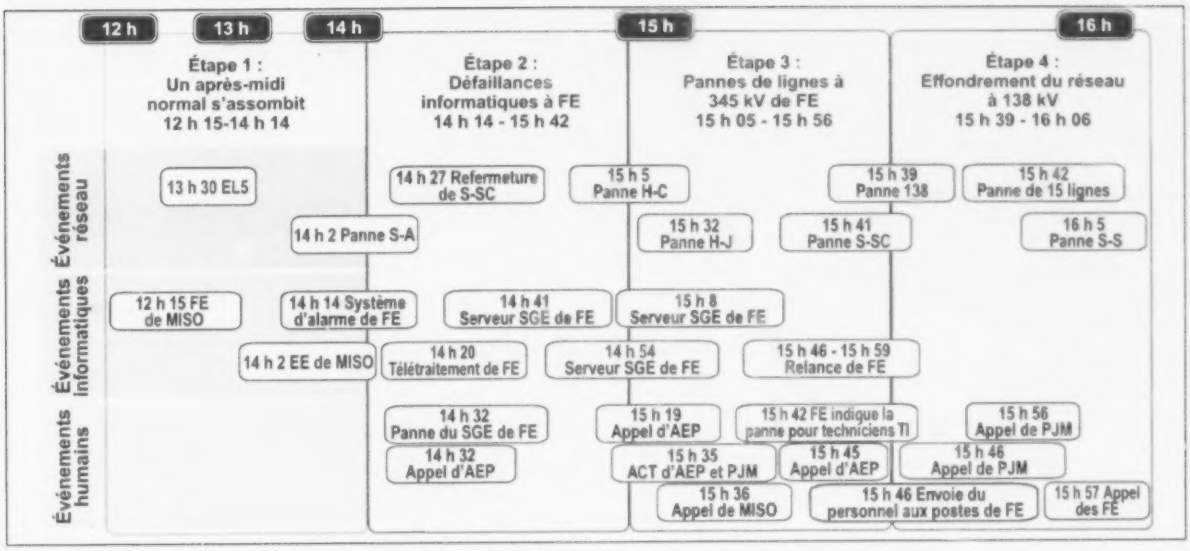


bien à l'intérieur des valeurs normales. Après la perte de la ligne Harding-Chamberlin de FE à 15 h 05 HAE, le réseau est devenu incapable de faire face à de nouveaux incidents, même si les charges des grandes lignes à 345 kV ne dépassaient pas les valeurs normales. Si Eastlake 5 était demeuré en service, les charges auraient été moindres par la suite. Cependant, cette perte n'a pas causé la panne générale. Les principales causes ont été plutôt les défaillances informatiques postérieures qui ont fait perdre de vue la situation au centre de commande de FE et les pannes de grandes lignes de transport de FE par contact avec des arbres.

À 14 h 2 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light (DPL) est tombée hors circuit par contact avec un arbre. Cette ligne n'a pas eu d'incidence électrique directe sur le réseau de FE, mais devait entraver le fonctionnement de MISO comme coordonnateur de la fiabilité, bien que PJM soit le coordonnateur de la fiabilité de la ligne de DPL. Un des principaux instruments d'évaluation d'état de réseau de MISO, son estimateur d'état, a été incapable de jauger les conditions du réseau pendant la majeure partie de la période de 12 h 15 à 15 h 34 HAE tant par erreur humaine que comme conséquence de la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL sur d'autres lignes de MISO, conformément aux calculs de l'estimateur d'état. Cet estimateur étant devenu inefficace, MISO s'est trouvé dans l'incapacité de procéder à des analyses d'incidents de perte de génératrices et de lignes dans sa zone de fiabilité. Ne disposant pas de cet outil jusqu'à 15 h 34 HAE, MISO ne pouvait établir que, compte tenu de l'arrêt d'Eastlake 5 et dans l'éventualité de la perte d'une importante ligne de transport de FE, les autres lignes se retrouveraient en surcharge. Il n'a donc pu lancer les avertissements et les consignes opérationnelles qui s'imposaient.

Interrogés dans le cadre de l'enquête, tous les services d'électricité, les opérateurs de centre de commande et les coordonnateurs de la fiabilité ont indiqué que la

Figure 5.2 Chronologie de l'étape 1



matinée du 14 août avait été plutôt normale. Les gestionnaires de FE ont parlé de conditions de charge de pointe pour une journée sans charge de pointe[1]. Les répartiteurs ont répété que, si les tensions étaient faibles, elles rappelaient celles du passé[2]. Il reste que, tout au long de la matinée et au début de l'après-midi du 14 août, FE a signalé un besoin grandissant de soutien de tension dans la région supérieure du Midwest.

Le coordonnateur de la fiabilité s'est inquiété dès 13 h 13 HAE de la faible tension du réseau de FE. Il a demandé un soutien de tension (montée en puissance réactive) aux génératrices en interconnexion de FE. Les installations fonctionnaient en mode automatique de commande de tension, réagissant aux besoins de tension du réseau plutôt que de fournir une puissance réactive constante. Conformément au guide d'exploitation de FE[3], son coordonnateur de la fiabilité a commencé à appeler les préposés aux installations pour demander un soutien de tension supplémentaire. Il a indiqué à la plupart d'entre eux que les tensions s'affaissaient partout dans le réseau. Plusieurs ont mentionné avoir déjà atteint ou être sur le point d'atteindre le maximum possible de puissance réactive. Il n'a demandé à aucun d'entre eux de diminuer sa puissance active pour augmenter leur production de puissance réactive. Le coordonnateur de la fiabilité a respectivement appelé les centrales Sammis, West Lorain et Eastlake à 13 h 13, 13 h 15 et 13 h 16 HAE. Il y a eu trois autres appels non précisés entre 13 h 20 et 13 h 23 HAE. Il a appelé l'unité 9 à 13 h 24 et fait deux autres appels à 13 h 26 et 13 h 28 HAE[4]. Les opérateurs se sont efforcés de remettre en service les condensateurs shunt à Avon pour un soutien de tension[5], mais ces condensateurs n'ont pu être remis en service.

Après la perte d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, les inquiétudes des opérateurs de FE au sujet des valeurs de tension se sont avivées. Ils ont appelé Bayshore à 13 h 41 et Perry à 13 h 43 HAE pour demander un soutien de tension supplémentaire. De nouveau, même si on a fait des efforts appréciables pour soutenir la tension dans le secteur de l'Ohio, le personnel de FirstEnergy a jugé que les conditions n'étaient pas inhabituelles pour une journée de pointe de charge, mais ce n'était pas une journée de pointe record.[6]

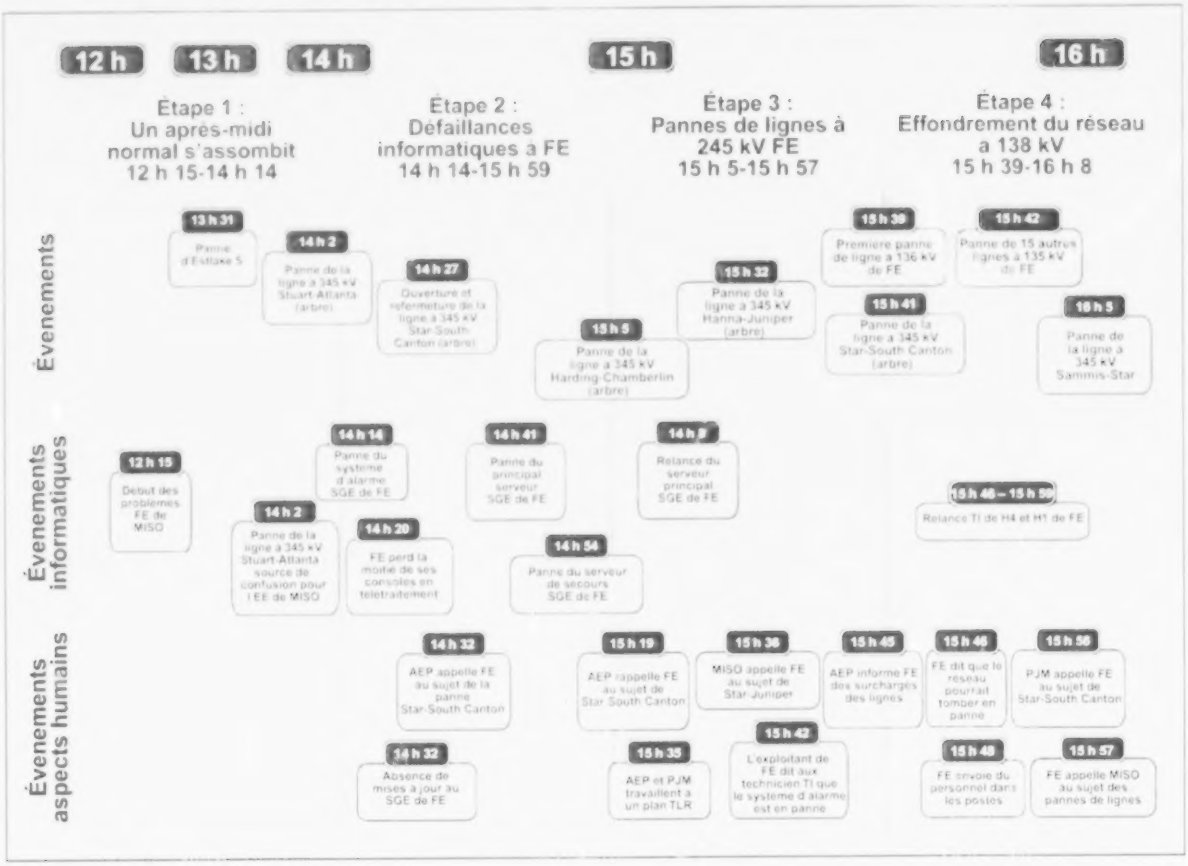
Grands événements de l'étape 1

1A) De 12 h 15 à 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état de MISO perd de son efficacité et son évaluation du maintien de la fiabilité après incident unique est indisponible.

1B) À 13 h 31 min 34 s HAE, la génératrice Eastlake 5 est mise hors circuit dans le nord de l'Ohio.

1C) À 14 h 2 HAE, la ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta tombe hors circuit dans le sud de l'Ohio.

Figure 5.1 Chronologie du début de la panne en Ohio

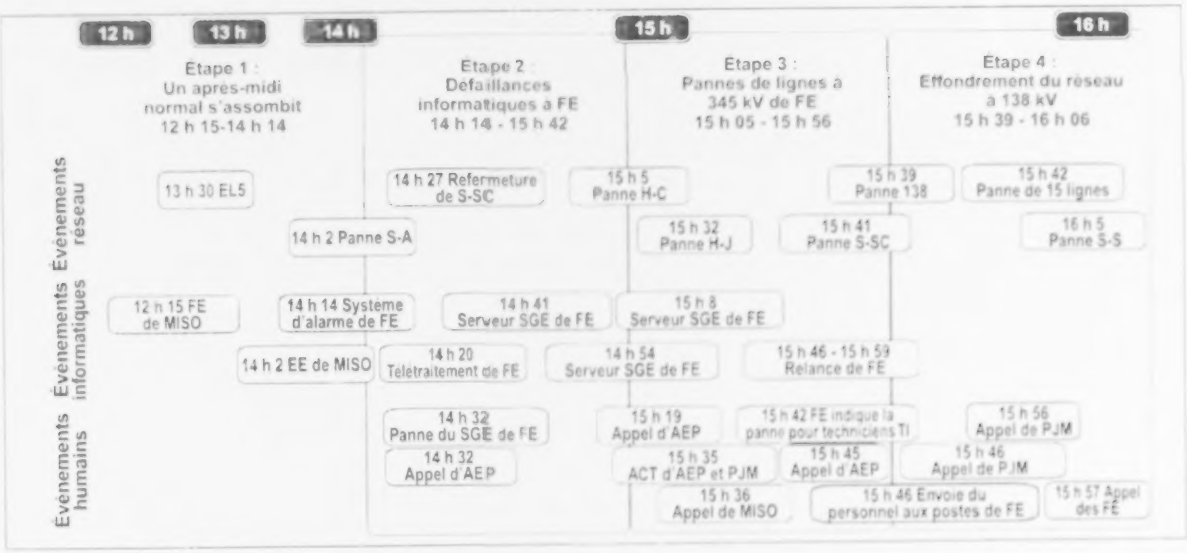


bien à l'intérieur des valeurs normales. Après la perte de la ligne Harding-Chamberlin de FE à 15 h 05 HAE, le réseau est devenu incapable de faire face à de nouveaux incidents, même si les charges des grandes lignes à 345 kV ne dépassaient pas les valeurs normales. Si Eastlake 5 était demeuré en service, les charges auraient été moindres par la suite. Cependant, cette perte n'a pas causé la panne générale. Les principales causes ont été plutôt les défaillances informatiques postérieures qui ont fait perdre de vue la situation au centre de commande de FE et les pannes de grandes lignes de transport de FE par contact avec des arbres.

À 14 h 2 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light (DPL) est tombée hors circuit par contact avec un arbre. Cette ligne n'a pas eu d'incidence électrique directe sur le réseau de FE, mais devait entraver le fonctionnement de MISO comme coordonnateur de la fiabilité, bien que PJM soit le coordonnateur de la fiabilité de la ligne de DPL. Un des principaux instruments d'évaluation d'état de réseau de MISO, son estimateur d'état, a été incapable de jauger les conditions du réseau pendant la majeure partie de la période de 12 h 15 à 15 h 34 HAE tant par erreur humaine que comme conséquence de la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL sur d'autres lignes de MISO, conformément aux calculs de l'estimateur d'état. Cet estimateur étant devenu inefficace, MISO s'est trouvé dans l'incapacité de procéder à des analyses d'incidents de perte de génératrices et de lignes dans sa zone de fiabilité. Ne disposant pas de cet outil jusqu'à 15 h 34 HAE, MISO ne pouvait établir que, compte tenu de l'arrêt d'Eastlake 5 et dans l'éventualité de la perte d'une importante ligne de transport de FE, les autres lignes se retrouveraient en surcharge. Il n'a donc pu lancer les avertissements et les consignes opérationnelles qui s'imposaient.

Interrogés dans le cadre de l'enquête, tous les services d'électricité, les opérateurs de centre de commande et les coordonnateurs de la fiabilité ont indiqué que la

Figure 5.2 Chronologie de l'étape 1



matinée du 14 août avait été plutôt normale. Les gestionnaires de FE ont parlé de conditions de charge de pointe pour une journée sans charge de pointe[7]. Les répartiteurs ont répété que, si les tensions étaient faibles, elles rappelaient celles du passé[8]. Il reste que, tout au long de la matinée et au début de l'après-midi du 14 août, FE a signalé un besoin grandissant de soutien de tension dans la région supérieure du Midwest.

Le coordonnateur de la fiabilité s'est inquiété dès 13 h 13 HAE de la faible tension du réseau de FE. Il a demandé un soutien de tension (montée en puissance réactive) aux génératrices en interconnexion de FE. Les installations fonctionnaient en mode automatique de commande de tension, réagissant aux besoins de tension du réseau plutôt que de fournir une puissance réactive constante. Conformément au guide d'exploitation de FE[9], son coordonnateur de la fiabilité a commencé à appeler les préposés aux installations pour demander un soutien de tension supplémentaire. Il a indiqué à la plupart d'entre eux que les tensions s'affaissaient partout dans le réseau. Plusieurs ont mentionné avoir déjà atteint ou être sur le point d'atteindre le maximum possible de puissance réactive. Il n'a demandé à aucun d'entre eux de diminuer sa puissance active pour augmenter leur production de puissance réactive. Le coordonnateur de la fiabilité a respectivement appelé les centrales Sammis, West Lorain et Eastlake à 13 h 13, 13 h 15 et 13 h 16 HAE. Il y a eu trois autres appels non précisés entre 13 h 20 et 13 h 23 HAE. Il a appelé l'unité 9 à 13 h 24 et fait deux autres appels à 13 h 26 et 13 h 28 HAE. Les opérateurs se sont efforcés de remettre en service les condensateurs shunt à Avon pour un soutien de tension[10], mais ces condensateurs n'ont pu être remis en service.

Après la perte d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, les inquiétudes des opérateurs de FE au sujet des valeurs de tension se sont avivées. Ils ont appelé Bayshore à 13 h 41 et Perry à 13 h 43 HAE pour demander un soutien de tension supplémentaire. De nouveau, même si on a fait des efforts appréciables pour soutenir la tension dans le secteur de l'Ohio, le personnel de FirstEnergy a jugé que les conditions n'étaient pas inhabituelles pour une journée de pointe de charge, mais ce n'était pas une journée de pointe record.[11]

Grands événements de l'étape 1

1A) De 12 h 15 à 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état de MISO perd de son efficacité et son évaluation du maintien de la fiabilité après incident unique est indisponible.

1B) À 13 h 31 min 34 s HAE, la génératrice Eastlake 5 est mise hors circuit dans le nord de l'Ohio.

1C) À 14 h 2 HAE, la ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta tombe hors circuit dans le sud de l'Ohio.

Système de gestion de l'énergie (SGE-EMS) et outils d'aide à la décision

Les opérateurs tentent de prévenir les problèmes susceptibles de se poser dans les réseaux en recourant à des analyses d'incidents par estimation d'état à l'aide des données recueillies par le système SCADA.

SCADA : Les exploitants de réseau se servent du système SCADA (système de commande et d'acquisition de données) pour acquérir des données sur le réseau d'électricité et commander ses équipements. Le système SCADA comporte trois types d'éléments : stations terminales, communications vers et entre les stations terminales et un ou plusieurs postes maîtres.

Les stations terminales installées dans les centrales et les sous-stations des réseaux sont des unités combinées de collecte de données et de commande d'équipements. Elles recueillent et fournissent des indications d'intérêt pour les opérateurs de réseau, qu'il s'agisse de l'état des disjoncteurs (interrupteurs), de la tension d'une ligne ou de la quantité de puissance réelle et réactive produite par une génératrice. Elles commandent les opérations d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs. Les stations terminales sont dotées de moyens de télécommunication comme des lignes téléphoniques ou des faisceaux hertziens pour pouvoir communiquer avec un ou plusieurs postes maîtres SCADA ou entre elles, ce qui est moins fréquent.

Les postes maîtres sont les éléments du système SCADA qui lancent un cycle de collecte de données par les stations terminales et les moyens de télécommunication, le cycle en question pouvant durer de quelques secondes à plusieurs minutes. Dans bien des réseaux d'électricité, les postes maîtres sont entièrement intégrés au centre de commande, servant d'interface directe au Système de gestion de l'énergie (SGE), recevant des données en provenance des stations terminales et relayant les instructions du centre de commande aux équipements extérieurs en vue de leur exécution.

Estimation d'état : Les opérateurs de réseau de transport doivent voir l'état de leurs propres installations de transport, reconnaître l'impact sur leur propre système d'enregistrement d'événements et les équipements des systèmes voisins. Pour cela, les estimateurs d'état de réseau exploitent plutôt les données de mesure en temps réel disponibles sur un sous-ensemble des installations dans une modélisation mathématique complexe de réseau qui reproduit la configuration de ce dernier (quelles installations sont en service ou non), ainsi que des données en temps réel sur l'état du réseau pour estimer la tension à chaque barre omnibus et les débits de puissance réelle et réactive de chaque ligne ou transformateur. Les coordonnateurs de la fiabilité et les centres de commande qui ont des estimateurs d'état peuvent s'en servir à intervalles réguliers ou au besoin (c'est-à-dire sur commande). Ce ne sont pas tous les centres de commande qui en utilisent.

Analyse d'incidents : Avec la représentation que lui donne l'estimateur d'état de l'état actuel du réseau, l'opérateur ou le planificateur soumet le réseau à une analyse d'incidents dans le but d'évaluer l'effet de certaines pannes sur la sécurité du réseau (lignes, génératrices ou autres équipements) ou d'une élévation des charges, des débits ou de la production. L'analyse d'incidents devrait indiquer les problèmes (surcharges de lignes ou écarts de tension) qui se produiront si un nouvel événement (incident) se produisait dans le réseau. Un certain nombre d'exploitants de réseaux de transport et de centres de commande disposent et font usage d'estimateurs pour élaborer des scénarios de base à partir desquels on peut analyser les prochains incidents (« N-1 », c'est-à-dire « réseau normal moins 1 élément ») par rapport aux conditions actuelles. Cet instrument permet généralement de juger de la sûreté de fonctionnement du réseau. Bien des centres de commande ne se servent pas d'instruments d'analyse d'incidents en temps réel, mais d'autres y recourent à la demande à la suite d'événements probablement importants dans le réseau.

1A) 12 h 15 à 16 h 4 HAE : Arrêt de l'estimateur d'état de MISO

Il est courant que les coordonnateurs de la fiabilité et de centres de commande se servent d'un outil appelé estimateur d'état (EE) pour améliorer la précision des données brutes échantillonnées par un traitement mathématique de ces données qui les aligne sur le modèle du réseau électrique. L'information obtenue sur les tensions et les charges des équipements est exploitée, par exemple, dans des logiciels d'analyse

d'incidents en temps réel (RTCA), pour une simulation de divers états de fonctionnement et de pannes permettant de juger de la fiabilité du réseau. L'outil RTCA permet d'indiquer aux opérateurs que le réseau perd de sa fiabilité. Il peut fonctionner de différentes manières : à intervalles réguliers (toutes les cinq minutes, par exemple), lorsque des événements se produisent dans le réseau (perte d'une centrale ou d'une ligne de transport, par exemple) ou sur commande de l'opérateur. MISO fait fonctionner habituellement le EE aux cinq minutes, et le RTCA moins souvent. Si le modèle ne dispose pas de données exactes et à jour sur des éléments clés touchant les équipements du réseau ou si les principales données d'entrée sont fausses, l'estimateur d'état sera peut-être incapable de proposer une solution ou il en suggérera une qui sera considérée comme comportant une marge d'erreur élevée. En août, MISO juge que ses outils EE et RTCA doivent encore être perfectionnés et qu'ils n'ont pas atteint leur pleine maturité; depuis, ces systèmes ont été achevés et entièrement mis en service.

Le 14 août vers 12 h 15 HAE, l'estimateur d'état de MISO a proposé une solution très discordante (se situant hors de la marge admissible d'erreur). Cela était dû à une panne de la ligne à 230 kV Bloomington-Denois Creek de Cinergy. Cette ligne était hors service, mais l'estimateur d'état de MISO n'avait pas été mis à jour en conséquence. Dans la zone de fiabilité de MISO, les données d'état des lignes sont transmises à MISO par le réseau de données ECAR ou par des liaisons directes et sont censées être envoyées automatiquement à l'estimateur d'état. Pour cela, il faut une désignation coordonnée des données et des instructions permettant de relier les données aux instruments. Dans le cas de cette ligne, le lien automatique entre les données d'état de lignes et l'estimateur d'état n'avait pas encore été établi. Il y a eu une correction d'état de la ligne et l'analyste de MISO a obtenu une bonne solution EE à 13 h et une solution RTCA à 13 h 7 HAE. Cependant, pour corriger le problème, l'analyste avait arrêté la commande automatique de l'estimateur d'état aux cinq minutes. Après avoir réglé le problème, il a oublié de remettre la commande en service et, bien que les systèmes EE et RTCA aient bien fonctionné en mode manuel et produit de bonnes analyses de réseau, les instruments en question n'ont pas été remis en mode automatique normal. Pensant que le système avait été bien rétabli, l'analyste est parti manger.

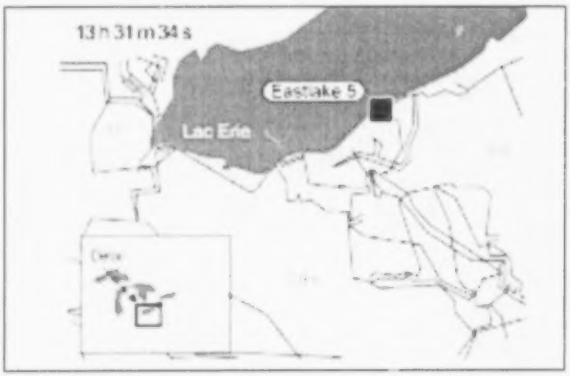
C'est vers 14 h 40 HAE qu'on a constaté que l'estimateur d'état ne fonctionnait pas automatiquement aux cinq minutes prévues. On a actionné la commande automatique, mais une fois de plus l'estimateur d'état n'a pas proposé une bonne solution. Cette fois, l'enquête a déterminé que la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta (14 h 2 HAE) était la cause probable. Cette ligne se trouve dans le secteur de commande du sud de l'Ohio de la Dayton Power & Light et relève de la zone de fiabilité de PJM plutôt que de celle de MISO. Elle influe sur le débit de courant dans la zone de MISO, mais son état n'est pas automatiquement contrôlé par l'estimateur d'état de MISO.

Cause 4 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

La discordance entre les débits effectivement mesurés (avec la ligne Stuart-Atlanta hors circuit) et le modèle de MISO (qui supposait cette même ligne en circuit) a empêché l'estimateur d'état de proposer une bonne solution. À 15 h 9 HAE, ayant été informé par l'ingénieur du système que la ligne Stuart-Atlanta constituait sans doute le problème, l'opérateur de MISO a dit (par erreur) que cette ligne était en service. L'ingénieur a alors tenté sans succès de produire une solution en tenant pour acquis que cette ligne était en service dans la modélisation, et ce, jusqu'à environ 15 h 29 HAE, heure à laquelle l'opérateur de MISO a appelé PJM pour vérifier l'état réel de la ligne. Après avoir déterminé que la ligne Stuart-Atlanta était hors circuit, on a mis à jour l'estimateur d'état qui a alors produit une bonne solution. Le RTCA a alors été mis en mode manuel et a produit une bonne solution à 15 h 41 HAE. À 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état et l'analyse d'incidents de MISO étaient entièrement revenus en mode automatique et produisaient de bonnes solutions, à savoir environ deux minutes avant le début de la cascade.

En résumé, ces deux instruments de MISO étaient en réalité hors service de 12 h 15 à 16 h 4 HAE. Cela a empêché MISO de procéder sans tarder à des

Figure 5.3 Emplacement d'Eastlake 5



évaluations de pré-alerte de la fiabilité du réseau d'électricité dans l'après-midi du 14 août. **Recommandations 3, 6, 30, pages 162, 165 et 184.**

1B) 13 h 31 HAE : Arrêt de la génératrice Eastlake 5

La génératrice Eastlake 5 (d'une puissance nominale de 597 MW) se situe dans le nord de l'Ohio sur la rive sud du lac Érié. Elle est liée au réseau de transport à 345 kV de FE (figure 5.3). À Cleveland et à Akron, les charges sont généralement alimentées par les génératrices Eastlake, Perry et Davis-Besse et par des importations appréciables, notamment fournies par une capacité de production de 9 100 MW située le long de la frontière entre Ohio et la Pennsylvanie. Eastlake 4 et Davis-Besse étant indisponibles, FE a dû importer plus d'énergie vers le secteur de Cleveland-Akron pour soutenir les charges.

Lorsque Eastlake 5 est tombé hors circuit, les transferts de puissance de remplacement et la puissance réactive engendrée pour soutenir les importations dans le secteur ont contribué à élever les charges des lignes de la région. À 15 h HAE le 14 août, la charge du réseau de FE était d'environ 12 080 MW et ce réseau importait 2 575 MW, soit 21 % de la puissance totale. Les besoins de puissance réactive du réseau de FE ont encore augmenté.

Cause 1: Compréhension insuffisante du réseau

Les simulations de réseau effectuées par l'équipe d'enquête indiquent que la perte d'Eastlake 5 a représenté un facteur critique dans le déroulement des événements. La simulation d'analyse d'incidents des conditions consécutives à la perte du circuit à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE révèle que le réseau était désormais incapable de faire face à certaines éventualités sans surcharger les lignes au-delà des valeurs d'exception. Il reste que lorsque Eastlake 5 est modélisé comme en service et pleinement pris en compte dans ces simulations, toutes les surcharges supérieures aux valeurs d'exception sont éliminées même avec la perte de Harding-Chamberlin. **Recommandation 23, page 180.**

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Après l'arrêt d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, FE n'a pas procédé à une analyse d'incidents pour déterminer si la perte d'autres lignes ou centrales mettrait le réseau en danger. FE n'a pas non plus effectué d'analyse d'incidents après la perte de Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE (en partie parce qu'on ignorait que cette ligne était hors service). Ce service d'électricité n'avait pas l'habitude non plus d'effectuer de telles études.[7] Ainsi, FE ne s'est pas rendu compte que son réseau n'était plus en état de sécurité N-1 à 15 h 5 HAE, ni de la nécessité d'une intervention pour redresser la situation. **Recommandations 3 et 22, pages 162 et 179.**

1C) 14 h 2 HAE : Panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta

Cause 1: Compréhension insuffisante du réseau

La ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta se situe dans le secteur de commande de la Dayton Power & Light. À 14 h 2 HAE, cette ligne était tombée hors circuit par un contact avec un arbre produisant un court-circuit à la terre et un verrouillage. La modélisation de l'équipe d'enquête indique que la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL n'a pas eu d'incidence électrique appréciable sur les débits et les tensions dans le secteur de FE. L'équipe a examiné la sécurité du réseau de FE, vérifiant les débits et les tensions en relation avec les pannes de centrales et de lignes qui ont eu lieu l'après-midi du 14 août. Cette analyse montre que la disponibilité ou l'indisponibilité de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta n'a en rien influé sur la capacité et le fonctionnement du réseau de FE, ni sur les charges des lignes du réseau de FE immédiatement après sa mise hors circuit ou plus tard cet après-midi-là. La seule raison pour laquelle la ligne de transport Stuart-Atlanta est pertinente à la panne de courant est que la panne survenue sur cette ligne a été en partie responsable de la défaillance de l'estimateur d'état de MISO, empêchant par conséquent ce dernier de détecter les conditions précaires du réseau de FE avant 16 h 4.[8]

Étape 2 : Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 5 HAE

Aperçu de cette étape

Vers 14 h 14 HAE, les opérateurs du centre de commande de FE ont perdu le système d'alarme qui produit des avertissements sonores et visuels lorsque l'état d'un élément d'équipement important passe d'acceptable à problématique. Peu après, le SGE (EMS)

Données échangées pour la fiabilité opérationnelle

La topologie du réseau électrique est essentiellement la carte routière du réseau. Elle est déterminée par la façon dont chaque génératrice et sous-station est raccordée à toutes les autres installations du réseau et elle indique les niveaux de tension, le calibre des fils de transport, les caractéristiques électriques de chacune de ces connexions et où et quand des dispositifs réactifs série et shunt sont en service. Tous ces éléments influent sur l'impédance du réseau – la partie physique indiquant comment et où la puissance se déplacera à travers le réseau. La topologie et l'impédance sont modélisées dans les programmes de débit-puissance, les estimateurs d'état et les logiciels d'analyse d'incidents utilisés pour évaluer et gérer le réseau.

Les processeurs de topologie servent de processeurs frontaux pour les estimateurs d'état et les systèmes d'affichage et d'alarme opérationnels. Ils convertissent les signaux de télémétrie numériques des états de disjoncteurs et d'interrupteurs pour qu'ils puissent être utilisés par les estimateurs d'état et par les affichages montrant les lignes ouvertes ou fermées ainsi que les dispositifs réactifs en ou hors service.

Diverses données à jour sur les éléments du réseau doivent être recueillies et échangées pour que la topologie modélisée soit précise en temps réel. Si les données sur la condition des éléments du réseau sont erronées, un estimateur d'état ne résoudra pas le problème ou ne convergera pas adéquatement étant donné que les débits de ligne réels et les tensions signalées divergeront par rapport à la solution modélisée.

Données nécessaires : Diverses données d'exploitation sont recueillies et échangées entre les centres de commande et les coordonnateurs de la fiabilité pour surveiller le fonctionnement du réseau, effectuer des analyses de fiabilité, gérer la congestion et comptabiliser l'énergie. Les données échangées vont des données du réseau en temps réel, qui sont transmises toutes les deux ou quatre secondes, jusqu'aux réservations OASIS et aux étiquettes électroniques qui identifient les transactions énergétiques entre les parties. La plupart de ces données sont recueillies par les systèmes SCADA des opérateurs.

ICCP : Les données d'exploitation en temps réel sont échangées et partagées aussi rapidement qu'elles sont recueillies. Les données sont transmises entre les centres de commande au moyen d'un protocole ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol), souvent sur des réseaux privés à relais de trames. Le NERC exploite un tel réseau, appelé NERCNet. Les données ICCP servent à l'exploitation minute par minute afin de surveiller l'état du réseau et commander le réseau, et elles comprennent des éléments comme les débits de ligne, les tensions, les niveaux de production, les horaires d'échanges dynamiques, l'écart de contrôle sectoriel (ACE) et la fréquence du réseau. Elles sont également utilisées par les estimateurs d'état et les outils d'analyse d'incidents.

IDC : Puisque la puissance réelle se déplace sur la voie ayant la moindre résistance conformément aux lois de la physique, l'IDC (Interchange Distribution Calculator) du NERC sert à déterminer où elle passera réellement. L'IDC est un logiciel qui calcule les répercussions des transferts de puissance existants ou proposés sur les composantes de transport de l'interconnexion de l'Est. Il utilise un modèle d'interconnexion, représentant plus de 40 000 barres omnibus de postes électriques, 55 000 lignes et transformateurs et plus de 6 000 génératrices. Ce modèle calcule les facteurs de distribution de transfert (TDF), qui indiquent comment un transfert de puissance chargerait chaque élément du réseau, et les facteurs de distribution de transfert en cas de panne (OTDF), qui indiquent comment la puissance serait transférée à un élément du réseau si un autre élément donné tombait en panne.

Le modèle de l'IDC est mis à jour par l'intermédiaire du système SDX (System Data Exchange) du NERC afin de tenir compte des pannes de ligne, des niveaux de charge et des pannes de production. Les données sur les transferts de puissance sont saisies dans l'IDC par l'entremise du système d'étiquetage électronique (E-Tag) du NERC.

Données échangées pour la fiabilité opérationnelle (suite)

SDX : L'IDC dépend des données sur l'état des éléments, transmises par le système SDX (System Data Exchange) du NERC, afin d'actualiser la topologie du réseau dans son modèle de débit de puissance de l'interconnexion de l'Est. Le SDX distribue les données des pannes de production et de transport à tous les opérateurs, ainsi que la demande et les réserves d'exploitation prévues pour les prochaines 48 heures. Ces données servent à mettre à jour le modèle de l'IDC, qui sert à calculer les répercussions des transferts de puissance dans le réseau sur des éléments individuels du réseau de transport. Actuellement, il n'existe pas d'exigences concernant la vitesse à laquelle les propriétaires doivent signaler les changements d'état des éléments (une panne de ligne, par exemple) au SDX – quelques exploitants les mettent à jour uniquement une fois par jour, tandis que d'autres soumettent des nouvelles données immédiatement après la production d'un incident. Le NERC élabore actuellement une procédure concernant la fréquence des mises à jour qui entrera en vigueur au cours de l'été 2004.

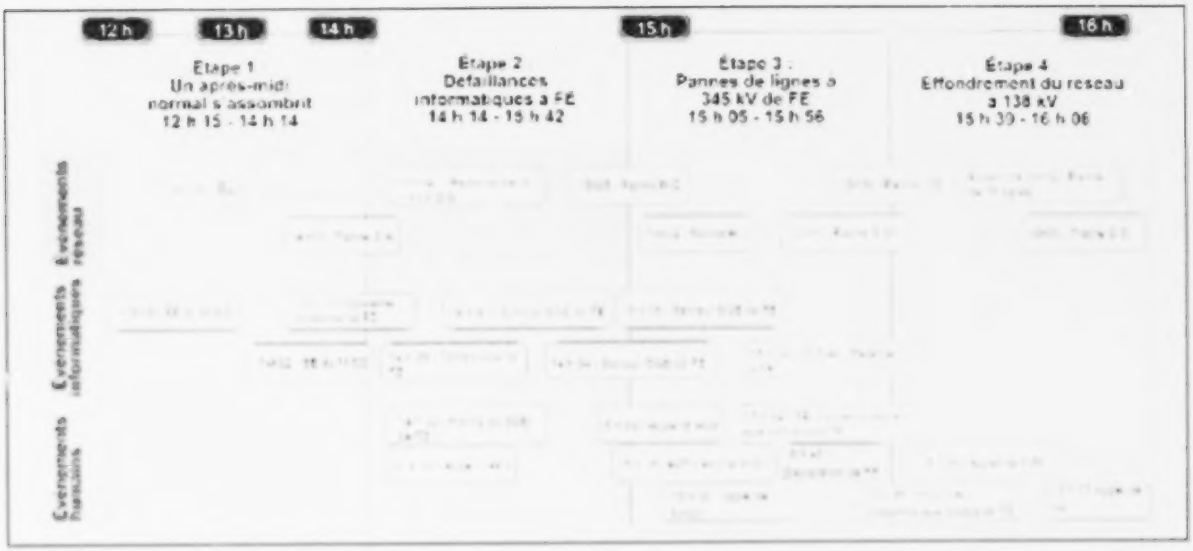
Les données SDX sont utilisées par certains centres de commande afin d'actualiser leur topologie pour les secteurs de l'interconnexion qui ne sont pas observables par télémétrie directe ou par les données ICCP. Un certain nombre de fournisseurs de lignes de transport utilisent également ces données pour mettre à jour leurs modèles de transport pour la détermination à court terme des capacités de transfert disponibles (ACT).

Étiquettes électroniques : Tous les transferts de puissance du secteur intercontrôlé sont étiquetés électroniquement (E-Tag) avec des renseignements cruciaux en vue de leur utilisation dans la coordination de la fiabilité et les systèmes de gestion des congestions, particulièrement l'IDC de l'interconnexion de l'Est. L'interconnexion de l'Ouest échange également des données étiquetées pour la coordination de la fiabilité et pour son système d'atténuation des débits imprévus. Une étiquette électronique comporte des données sur la taille du transfert, son début et sa fin, ses points de départ et d'arrivée et les fournisseurs de services de transport tout le long du parcours, les priorités du service de transport utilisé et d'autres détails pertinents concernant la transaction. Plus de 100 000 étiquettes électroniques sont échangées chaque mois, représentant des transactions d'environ 100 000 GWh. Les données de ces étiquettes servent à faciliter les compressions rendues nécessaires par la gestion des congestions.

Communications vocales : Les communications vocales entre les opérateurs des centres de commande et les coordinateurs de la fiabilité constituent un élément essentiel de l'échange des données d'exploitation. Lorsque les communications télémétriques ou électroniques ne fonctionnent plus, certaines données essentielles doivent être saisies manuellement dans les systèmes SCADA, les estimateurs d'état, les logiciels de planification et de comptabilisation de l'énergie et les systèmes d'analyse d'incidents. Les contacts vocaux directs entre opérateurs leur permettent de remplacer des données clés par des lectures télémétriques d'autres systèmes ou encore de supposer la valeur appropriée pour un remplacement manuel. En outre, lorsque des opérateurs constatent des lectures parasites ou des débits suspects, des discussions directes avec des centres de commande voisins peuvent contribuer à éviter des problèmes comme ceux vécus le 14 août 2003.

a perdu certaines de ses consoles de télécommande. Il a ensuite été privé du principal ordinateur serveur du système d'alarme, puis du serveur de secours et, par conséquent, toutes les fonctions assurées par ces serveurs ont cessé à 14 h 54 HAE. Toutefois, pendant plus d'une heure, aucun opérateur du centre de commande de FE ne s'est rendu compte que les systèmes informatiques fonctionnaient mal, même si les techniciens TI de FE s'affairaient à les rétablir et alors même que l'absence d'alarmes et d'autres signaux aurait pu largement faire voir à ces opérateurs que le SGE était déréglé. Ainsi, sans le soutien du SGE et dans l'ignorance de son malfonctionnement, les opérateurs sont restés inconscients du début de détérioration de l'état du réseau. Sans le savoir, ils se sont appuyés sur des données déjà dépassées sur l'état du réseau pour écarter l'information venant d'autres personnes au sujet des problèmes qui se multipliaient dans leur réseau.

Figure 5.4 Chronologie de l'étape 2



Grands événements de l'étape 2

2A) 14 h 14 HAE : Le système d'alarme et d'enregistrement de FE tombe en panne. Ni les opérateurs du centre de commande ni les techniciens TI SGE de FE ne se rendent compte du défaut de fonctionnement de ce système d'alarme.

2B) 14 h 20 HAE : De nombreuses consoles de télécommande du SGE de FE se déréglent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement par ordinateur.

2C) 14 h 27 min 16 s HAE : La ligne de transport à 345 kV Star-South Canton se déclenche et se réenclenche.

2D) 14 h 32 HAE : AEP appelle le centre de commande de FE pour signaler le déclenchement et le réenclenchement de la ligne à 345 kV Star-South Canton. FE n'a ni alarme ni enregistrement de la perte de cette ligne.

2E) 14 h 41 HAE : Le serveur principal du système de commande hébergeant la fonction d'alarme de FE tombe en panne. Ses applications et ses fonctions sont reprises par un ordinateur de secours. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

2F) 14 h 54 HAE : L'ordinateur de secours de FE tombe en panne et toutes ses fonctions cessent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

Arrêt du système d'alarme de FE

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Le logiciel d'alarme et d'enregistrement SCADA de FE est tombé en panne peu après 14 h 14 HAE (dernière réception d'un signal valide d'alarme), après que les tensions ont commencé à se détériorer mais bien avant qu'une de ses lignes entre en contact avec des arbres et se mette hors circuit. Après quoi, les consoles du centre de commande de FE n'ont reçu aucune nouvelle alarme ni d'ailleurs le système d'enregistrement correspondant du SGE. Les opérateurs comptent beaucoup sur les avertissements sonores et visuels ainsi que sur les registres d'alarmes pour constater les changements d'état importants de leur réseau. Après 14 h 14 HAE le 14 août, les opérateurs du centre de commande de FE étaient lourdement handicapés sans ces outils, mais ils l'étaient encore plus en réalité car ils ignoraient qu'ils travaillaient sans le système d'alarme, c'est-à-dire qu'ils ne s'étaient pas rendu compte des changements d'état du réseau.

Les alarmes représentent une fonction primordiale du SGE. Ils sont le moyen par excellence pour les opérateurs de constater les événements auxquels ils doivent prêter attention dans leur réseau. Sans ces alarmes, les événements révélateurs d'un ou de plusieurs changements importants dans l'état du réseau peuvent se produire à l'insu de l'opérateur. Même sans alarmes, si l'opérateur est conscient de la situation et que les autres fonctions du SGE demeurent intactes, il peut continuer à se servir de ce système pour contrôler

Figure 5.4 Chronologie de l'étape 2

Grands événements de l'étape 2

2A) 14 h 14 HAE : Le système d'alarme et d'enregistrement de FE tombe en panne. Ni les opérateurs du centre de commande ni les techniciens TI SGE de FE ne se rendent compte du défaut de fonctionnement de ce système d'alarme.

2B) 14 h 20 HAE : De nombreuses consoles de télécommande du SGE de FE se dérèglent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement par ordinateur.

2C) 14 h 27 min 16 s HAE : La ligne de transport à 345 kV Star-South Canton se déclenche et se réenclenche.

2D) 14 h 32 HAE : AEP appelle le centre de commande de FE pour signaler le déclenchement et le réenclenchement de la ligne à 345 kV Star-South Canton. FE n'a ni alarme ni enregistrement de la perte de cette ligne.

2E) 14 h 41 HAE : Le serveur principal du système de commande hébergeant la fonction d'alarme de FE tombe en panne. Ses applications et ses fonctions sont reprises par un ordinateur de secours. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

2F) 14 h 54 HAE : L'ordinateur de secours de FE tombe en panne et toutes ses fonctions cessent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

Arrêt du système d'alarme de FE

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Le logiciel d'alarme et d'enregistrement SCADA de FE est tombé en panne peu après 14 h 14 HAE (dernière réception d'un signal valide d'alarme), après que les tensions ont commencé à se détériorer mais bien avant qu'une de ses lignes entre en contact avec des arbres et se mette hors circuit. Après quoi, les consoles du centre de commande de FE n'ont reçu aucune nouvelle alarme ni d'ailleurs le système d'enregistrement correspondant du SGE. Les opérateurs comptent beaucoup sur les avertissements sonores et visuels ainsi que sur les registres d'alarmes pour constater les changements d'état importants de leur réseau. Après 14 h 14 HAE le 14 août, les opérateurs du centre de commande de FE étaient lourdement handicapés sans ces outils, mais ils l'étaient encore plus en réalité car ils ignoraient qu'ils travaillaient sans le système d'alarme, c'est-à-dire qu'ils ne s'étaient pas rendu compte des changements d'état du réseau.

Les alarmes représentent une fonction primordiale du SGE. Ils sont le moyen par excellence pour les opérateurs de constater les événements auxquels ils doivent prêter attention dans leur réseau. Sans ces alarmes, les événements révélateurs d'un ou de plusieurs changements importants dans l'état du réseau peuvent se produire à l'insu de l'opérateur. Même sans alarmes, si l'opérateur est conscient de la situation et que les autres fonctions du SGE demeurent intactes, il peut continuer à se servir de ce système pour contrôler

et commander le réseau. Dans de telles circonstances, il devrait analyser manuellement et continuellement l'abondance de données et de points descriptifs d'état de réseau dans la multitude d'affichages du SGE. Dans ce cas, il serait difficile pour l'opérateur de déterminer rapidement l'affichage le plus pertinent.

De la même façon qu'un système d'alarme peut informer les opérateurs de défaillances d'installations clés du réseau, il peut aussi être réglé pour les avertir lorsque le système d'alarme lui-même cesse de fonctionner convenablement. Le SGE de FE n'était pas doté d'un tel système de notifications.

Le système d'alarme du SGE de FE a cessé de fonctionner, mais le reste du SGE a généralement continué à relever des données et des mesures en temps réel valides dans le réseau de FE et a conservé sa capacité de commande. Le SGE a également continué à transmettre l'information qu'il livre normalement aux autres points et centres de contrôle, y compris à MISO et à AEP. Ceux-ci n'ont pas cessé de recevoir des renseignements précis sur l'état et le fonctionnement du réseau de FE même après le dérèglement du système d'alarme du SGE, sans outil de visualisation comme un tableau indicateur dynamique ou une projection de la topologie du réseau. Les opérateurs de FE ignoraient que, dans de telles circonstances, ils avaient à surveiller de plus près en mode manuel et à interpréter plus attentivement les données en provenance du système SCADA. Croyant toujours que le réseau était dans un état satisfaisant et ne recevant aucune alarme du SGE, ils ont été les premiers surpris de recevoir des appels d'autres centres ou sources d'information – MISO, AEP, PJM et personnel extérieur de FE – leur signalant

Alarmes

Les opérateurs de réseau doivent constamment regarder de près la multitude de choses qui se produisent en même temps dans leur réseau : charge, ressources de production et d'approvisionnement permettant de soutenir cette charge, réserves disponibles, mesures d'états critiques du réseau (p. ex. les tensions des lignes), etc. Comme il est humainement impossible d'observer et de comprendre tous ces éléments et ces états simultanément, les systèmes de gestion d'énergie (SGE) utilisent des alarmes pour communiquer l'information utile aux opérateurs. Les alarmes en question reposent sur les données recueillies par le système de surveillance en temps réel SCADA.

Les alarmes sont conçues pour attirer rapidement et efficacement l'attention des opérateurs sur les événements ou les changements importants dans le réseau. Elles le font au moyen d'une combinaison de signaux sonores et visuels : sons au pupitre de commande de l'opérateur, modifications de symboles ou de couleurs et séquences d'animation sur les écrans, afficheurs ou tableaux indicateurs. Les alarmes du SGE dans les réseaux d'électricité ressemblent aux voyants ou aux sonneries qui, dans l'automobile moderne, signalent qu'une porte est ouverte, qu'un phare est allumé, que le frein à main est serré ou que le réservoir d'essence est presque vide.

Comme les automobiles, les réseaux d'électricité ont des alarmes d'état et de limite. Une alarme d'état indique l'état d'un dispositif contrôlé. Dans les réseaux d'électricité, elle sert communément à indiquer si des dispositifs comme les commutateurs ou les disjoncteurs sont ouverts ou fermés (arrêt ou marche) lorsqu'ils ne devraient pas l'être, ou s'ils ont changé d'état depuis le dernier contrôle. Ces alarmes informent clairement l'opérateur de réseau si un dispositif fait bien ce qu'il est censé faire, par exemple, si une ligne de transport est liée au réseau et achemine bien l'électricité à tel ou tel moment.

Les alarmes de limite du SGE sont conçues pour indiquer à l'opérateur de réseau si la mesure d'un élément du réseau – tension ou débit d'une ligne, par exemple – est inférieure ou supérieure aux limites établies de sécurité et d'efficacité. Lorsqu'une « alarme limite » est activée, elle transmet un important premier message à l'opérateur, l'avertissant qu'il a peut-être à ajuster des éléments pour que le réseau ou les charges de consommation ne se dégradent pas. Ce type d'alarme ressemble à l'avertissement de réservoir presque vide ou de moteur en surchauffe dans une automobile.

Lorsque le système d'alarme de FE est tombé en panne le 14 août, les opérateurs de FE étaient aux commandes d'un réseau complexe sans être dûment renseignés quand des éléments clés de ce dernier atteignaient et dépassaient les limites de fonctionnement sûr et sans savoir que le système d'alarme était en panne et qu'ils ne devaient pas interpréter l'absence d'alarmes du SGE comme le signe que l'état du réseau était normal et inchangé.

un état des installations de transport qui ne correspondait pas à leur évaluation de la situation. **Recommandations 3 et 22, pages 162 et 179**.

L'analyse effectuée par FE au sujet du problème touchant le système d'alarme avance que ce système a « flanché » pendant qu'il traitait un événement entraînant une alarme, de sorte qu'il a continué à fonctionner mais sans achever le traitement commencé ni produire l'alerte en question ou tout autre signal valide (alarmes). Entre-temps, de nouvelles entrées – données sur l'état du réseau pouvant possiblement déclencher d'autres alarmes – se sont accumulées et ont submergé le tampon d'entrée du système.[9,10]

Arrêt des consoles de télécommande du SGE De 14 h 20 à 14 h 25 HAE, quelques consoles de télécommande de FE dans les sous-stations ont cessé de fonctionner. À l'équipe d'enquête, FE a déclaré qu'elle croit que cela s'était produit parce que les données s'étaient « mises en file d'attente » à l'entrée de ces terminaux et avaient surchargé leurs tampons. Les opérateurs du centre de commande de FE ne l'ont pas appris avant 14 h 36 HAE, heure à laquelle un technicien d'un des postes qui commençait son quart de travail à 15 h HAE, constatant que sa console de télécommande ne fonctionnait pas, a signalé le problème au centre de commande. Pour chaque panne de console, un avertissement était envoyé aux techniciens TI de FE[11]. L'équipe d'enquête n'a pas établi pourquoi des consoles de télécommande sont tombées en panne et d'autres, non. Les transcriptions indiquent que les liaisons de données vers les sites distants étaient aussi en panne.[12]

Arrêt des serveurs du SGE Le SGE de FE comprend de nombreux nœuds « serveurs » responsables des fonctions supérieures du SGE. Même si chaque serveur peut héberger toutes les fonctions, la configuration normale du système de FE veut qu'un certain nombre de serveurs hébergent des sous-ensembles d'applications et qu'un des serveurs reste en mode « secours automatique » pour dépanner les autres en cas de défaillance. À 14 h 41 HAE, le serveur principal hébergeant l'application de traitement des alarmes du SGE de FE est tombé en panne. Cet arrêt de fonctionnement est probablement dû au mauvais fonctionnement de cette application, à la mise en file d'attente des données destinées aux consoles de télécommande ou à une quelconque combinaison de ces deux facteurs. Au moyen d'instructions préprogrammées, le système d'alarme et toutes les autres applications logicielles du SGE sont automatiquement passés (« transfert par défaillance ») au serveur de secours. Toutefois, comme l'application de traitement des alarmes est passée telle quelle au serveur de secours, c'est-à-dire dans son état de fonctionnement arrêté et inefficace, ce dernier serveur est tombé à son tour en panne 13 minutes plus tard à 14 h 54 HAE. C'est ainsi que toutes les applications du SGE sur ces deux serveurs ont cessé de fonctionner. **Recommandation 22, page 179**.

Cause 2:
Connaissance insuffisante de la situation

Il semblerait que l'arrêt de fonctionnement concurrent des deux serveurs du SGE de FE a causé plusieurs autres problèmes à ce système et aux opérateurs. Des tests de post-analyse de l'événement indiquent que, si les deux serveurs tombent simultanément en panne, le rythme auquel le SGE peut produire ou actualiser des affichages aux consoles des opérateurs ralentit nettement. Ainsi, par moments le 14 août, la fréquence d'actualisation des affichages, c'est-à-dire la fréquence à laquelle l'information et les affichages sont renouvelés à l'écran, normalement entre une et trois secondes, a pu ralentir jusqu'à presque 59 secondes. Comme les opérateurs de FE disposent de nombreuses options d'affichage et qu'un ou plusieurs des affichages en question se présentent fréquemment en sous-écran, les intéressés n'auraient pu alors visualiser, comprendre et faire fonctionner leur SGE qu'avec une extrême lenteur[13]. C'est la situation qui pourrait s'être présentée entre 14 h 54 et 15 h 8 HAE lorsque les deux serveurs se sont arrêtés, et aussi de 15 h 46 à 15 h 59 HAE lorsque les techniciens TI de FE ont tenté de relancer ces serveurs pour résoudre le problème d'absence d'alarmes qu'ils venaient tout juste de constater.

La perte du premier serveur a produit la transmission d'un téléavertissement aux techniciens TI du SGE de FE. Un autre message de téléavertissement a aussi été transmis lorsque le serveur de secours est tombé en panne. Ils n'ont pas signalé le problème aux opérateurs de la salle de commande. À 15 h 8 HAE, les techniciens TI ont relancé à chaud (redémarré) le serveur principal. Les diagnostics enregistrés pendant cette réinitialisation ont permis de vérifier que l'ordinateur et tous les mécanismes prévus fonctionnaient; les techniciens TI ont alors pensé qu'ils avaient réussi à remettre en marche le serveur et toutes les fonctions qu'il exécutait. Cependant, même si le

serveur et ses applications fonctionnaient de nouveau, le système d'alarme demeurait figé et non fonctionnel, même dans l'ordinateur réinitialisé. Ils n'ont pas confirmé auprès des opérateurs si le système d'alarme avait repris son fonctionnement normal. **Recommandation 19, page 176**.

Une autre victime de l'arrêt des deux serveurs a été la fonction de commande automatique de la production (AGC) dans les ordinateurs en question. Par suite de la perte de cette fonction, les opérateurs ne pouvaient exécuter les programmes préréglés de commande de centrales affiliées pour répondre automatiquement à la charge du réseau et aux échanges requis. Bien que l'AGC n'ait pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 8 et de 15 h 46 à 15 h 59 HAE (périodes pendant lesquelles les deux serveurs étaient en panne), cet arrêt de fonctionnement ne semble pas avoir influé sur la panne générale. **Recommandation 22, page 179**.

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

La perte concurrente de serveurs du SGE a aussi causé l'arrêt de la fonction d'enregistrement à déroulement continu. Cette dernière, alimentée par les ordinateurs du SGE, fournit au centre de commande de la fiabilité de FE divers états du réseau : données brutes ACE (« écart de contrôle sectoriel »), charge du réseau de FE, charges des lignes Sammis-South Canton et South Canton-Star. De telles bandes peuvent être consultées dans la salle de commande du coordonnateur de la fiabilité. Les imprimantes ont continué à dérouler ces bandes, mais comme le système informatique sous-jacent était verrouillé, les traceurs n'indiquaient que la dernière mesure valide sans y changer quoi que ce soit à mesure que le temps passait. En d'autres termes, « les tracés étaient plats ». Rien n'indique qu'un opérateur ait constaté ou signalé ce défaut de fonctionnement[14]. Les quelques tracés alimentés par télémétrie analogique directe plutôt que par le SGE, présentaient surtout des données de fréquence et sont restés disponibles tout l'après-midi du 14 août. Cela ne fournissant que peu d'information utile aux fins de l'exploitation.

L'écart de contrôle sectoriel (ACE) de FE, qui produit le principal signal de commande servant à l'ajustement des génératrices et des importations en réaction aux conditions de charge, n'a pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 8 HAE, puis de 15 h 46 et 15 h 59 HAE, au moment où les deux serveurs étaient en panne. Ainsi, les génératrices n'ont pu être commandées pendant ces deux périodes pour répondre aux obligations de charge et d'échange de FE (sauf de 15 h à 15 h 9 HAE lorsque la commande est passée à un système de secours). Ce défaut de fonctionnement n'aurait pas eu de conséquences fâcheuses. On n'a pas établi comment la perte du principal signal de commande de production avait été constatée ou s'il y avait eu des discussions au sujet de l'état de fonctionnement du système informatique.[15]

Antécédents du SGE Le SGE en service au centre de commande de FE en Ohio est un système GE Harris (devenu GE Network Systems) XA21. Sa mise en service remonte à 1995. Si on fait abstraction de légères modifications d'ordre logiciel qui sont généralement apportées dans le cadre de l'entretien et du soutien courant d'un tel système, la dernière grande mise à niveau ou révision de ce SGE par FE a eu lieu en 1998. Le 14 août, le système n'utilisait pas la version la plus récente du logiciel XA21. FE avait décidé, bien avant le 14 août, de remplacer celui-ci par le système d'un autre fournisseur. **Recommandation 33, page 186**.

Le personnel de FE a indiqué à l'équipe d'enquête que l'application de traitement d'alarmes avait occasionnellement eu des défaillances avant le 14 août, causant l'absence d'alarmes sur l'état et sur les éléments du réseau pour les opérateurs du SGE de FE.[16] Toutefois, FE a dit que le mode et le comportement de cette panne en particulier se produisaient pour la première fois et que les techniciens TI n'avaient pu alors reconnaître la situation ni savoir comment la corriger. Le personnel de FE a dit aux enquêteurs que seulement tard le 14 août, après la panne, au cours d'un appel de soutien avec GE, que FE et GE ont pu établir que la seule mesure corrective qui s'offrait était un redémarrage à froid[17] de tout le système XA21. Dans des entrevues effectuées immédiatement après la panne générale, des techniciens TI de FE ont indiqué avoir discuté de ce redémarrage à froid avec les opérateurs du centre de commande après avoir été mis au courant de la panne du système d'alarme à 15 h 42 HAE, mais ils avaient décidé de ne pas appliquer une telle mesure, car les opérateurs considéraient l'état du réseau comme précaire, s'inquiétant de la longueur de la période nécessaire pour effectuer un redémarrage à froid et de l'indisponibilité du SGE pendant tout ce temps.[18]

Indices des anomalies du SGE Dans le registre de l'opérateur travaillant au pupitre ouest de FE, il y a une mention à 14 h 14 HAE de la perte du système d'alarme, mais on ne sait au juste si l'entrée s'est faite à ce moment-là ou ultérieurement par référence à la dernière alarme connue. Rien n'indique que l'opérateur ait mentionné le problème à ses collègues ou à son

Qui a vu quoi?

De quelles données et outils les autres disposaient-ils pour contrôler l'état du réseau de FE ?

EIR du Midwest (MISO), coordonnateur de la fiabilité de FE

Alarmes : MISO a reçu, au sujet des déclenchements de disjoncteurs de FE, des indications enregistrées par son système d'alarme. Cependant, ces alarmes n'ont pas été relevées. Il faut une observation permettant de faire le lien entre le disjoncteur indiqué et la ligne ou l'équipement visé et, si cette ligne ne fait pas l'objet d'un contrôle direct, il faut une autre observation pour établir le lien entre la ligne et la vanne de transport contrôlée. Les opérateurs de MISO étaient incapables de cliquer sur l'indicateur d'alarme à l'écran pour afficher les données correspondantes.

Analyse d'incidents en temps réel (RTCA) : L'analyse d'incidents a fait voir des centaines d'écarts vers 15 h HAE. Il y avait notamment des écarts de FE dont les opérateurs de MISO (coordonnateur de la fiabilité de FE) ont discuté avec PJM (coordonnateur de la fiabilité d'AEP)[a]. Les simulations effectuées à des fins d'enquête ont montré que ces écarts liés à une situation d'urgence auraient eu lieu après la panne de la ligne Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE. Rien n'indique que MISO se soit occupé de ces problèmes. On ignore si MISO a constaté les problèmes qui prenaient forme à la ligne Sammis-Star.

Outil de contrôle de la vanne de transport : Bien qu'on ait relevé un manque de précision de cet outil, il demeure qu'il fonctionnait assez fidèlement et qu'il a amené rapidement MISO à appeler FE pour discuter du problème de la ligne Hanna-Juniper. Il n'aurait pas décelé les problèmes au sud de Star, ce secteur ne faisant pas partie du système de contrôle de la vanne en question et n'y étant donc pas modélisé.

AEP

Analyse d'incidents : D'après les interviews[b], AEP a fait porter son analyse d'incidents sur les lignes entrant dans la zone de Star. L'opérateur d'AEP a constaté un problème de surcharge de la ligne Star-South Canton à cause de la perte de la ligne Sammis-Star vers 15 h 33 HAE et a demandé à PJM de prendre des mesures d'allégement de la charge de transport dans ce cas. Cependant, à cause de l'envergure des mesures d'allégement demandées, celles-ci n'ont pas été mises en œuvre avant la rupture de la ligne.

Alarmes : Comme un certain nombre de lignes chevauchent les réseaux d'AEP et de FE, on était capable aux deux extrémités de chaque ligne de reconnaître les incidents pouvant influer sur les deux réseaux. AEP a d'abord constaté les problèmes de lignes de FE à l'occasion de la première panne et des défaillances ultérieures de la ligne à 345 kV Star-South Canton. Il a appelé FE à trois reprises entre 14 h 35 et 15 h 45 HAE pour voir si FE connaissait la cause de cette panne.[c]

a) Visite de MISO, interview de Benbow.
b) Visite d'AEP, interview d'Ulrich.
c) Exemple à 14 h 35, voie 4; 15 h 19, voie 4; 15 h 45, voie 14 – transcriptions de FE.

supérieur au centre de commande ni aux techniciens TI de FE. **Recommandation 26, page 182**.

La première indication claire de problèmes informatiques pour les opérateurs du centre de commande de FE remonte à 14 h 19 HAE lorsque, au cours d'une conversation téléphonique entre un opérateur et un appelant, l'arrêt des commutateurs dans trois centres de répartition a été évoqué.[19] À 14 h 25 HAE, un opérateur a aussi fait mention au téléphone de l'arrêt de fonctionnement de ces trois consoles de télécommande.[20] L'indication suivante est venue à 14 h 32 HAE lorsque les planificateurs de FE ont dit avoir fait des changements d'ordonnancement pour une mise à jour des données du SGE, mais en signalant l'impossibilité de mettre les totaux à jour.

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Même si les techniciens TI de FE avaient pu savoir que la perte simultanée de ses serveurs signifiait l'arrêt du système d'alarme du SGE, l'équipe

d'enquête n'a rien relevé qui indique que ceux-ci aient informé les opérateurs du centre de commande lorsqu'ils ont commencé à travailler sur les serveurs à 14 h 54 HAE ou achevé le redémarrage du serveur principal à 15 h 8 HAE. À 15 h 42 HAE, ils ont été informés du problème touchant le système d'alarme par un opérateur. FE a dit aux enquêteurs que les techniciens TI ignoraient auparavant que le sous-système du SGE qui traite les alarmes ne fonctionnait pas.

Sans les systèmes du SGE, les seuls autres moyens de contrôler l'état du réseau auraient été le téléphone et la télémétrie analogique directe. Les opérateurs ne se sont pas rendu compte que le système d'alarme du SGE était en arrêt de fonctionnement et n'ont donc pas relevé par la suite les autres données télémétriques disponibles.

Cause 2:
Connaissance insuffisante de la situation

Au cours de l'après-midi du 14 août, les opérateurs de FE ont parlé au personnel extérieur, à MISO, à PJM (au sujet du réseau adjacent dans la zone de fiabilité de PJM), aux réseaux voisins (AEP, par exemple) et aux clients. Ils ont reçu des renseignements révélateurs de toutes ces sources, mais ils n'ont pas reconnu les problèmes émergeant à partir de ces indices. Parmi ces communications utiles, il y a eu des appels comme ceux du centre de commande de l'est de FE au cours desquels on s'enquérait de pannes possibles de lignes, d'autres de la centrale nucléaire Perry de FE au sujet de ce qui paraissait être des pannes de lignes secondaires, des appels d'AEP au sujet de pannes à son extrémité de la ligne Star-South Canton et des conversations téléphoniques avec MISO et PJM à propos de surcharges possibles de lignes.

Sans un système d'alarme fonctionnel, les opérateurs du centre de commande de FE n'ont pu déceler la mise hors circuit d'installations électriques essentielles au maintien de la sécurité de leur zone de contrôle. Ignorant la perte du système d'alarme et les fonctions réduites du SGE, ils n'ont pas pris d'autres mesures pour contrôler le réseau. Quand AEP a indiqué une ouverture et une refermeture des disjoncteurs de circuit de la ligne à 345 kV survenues à 14 h 27 HAE dans le poste South Canton d'AEP, l'opérateur de FE a écarté cette indication, la jugeant inexacte ou sans intérêt, et ce, sans examiner la discordance entre l'événement signalé par AEP et les indications de ses propres instruments. Il n'a pas vérifié cette information par la suite auprès du coordonnateur de la fiabilité de MISO.

Ce n'est qu'après que AEP a avisé FE qu'une ligne à 345 kV était hors circuit et s'était verrouillée que l'opérateur a rapproché cette indication à l'état réel du disjoncteur. FE n'a pas informé son coordonnateur de la fiabilité et les centres de commande voisins lorsqu'elle s'est rendu compte que l'état du réseau avait changé à cause de pannes d'installations imprévues susceptibles de toucher d'autres secteurs. **Recommandations 19 et 26, pages 176 et 182**.

Figure 5.5 Débits de puissance dans les lignes à 345 kV de FirstEnergy

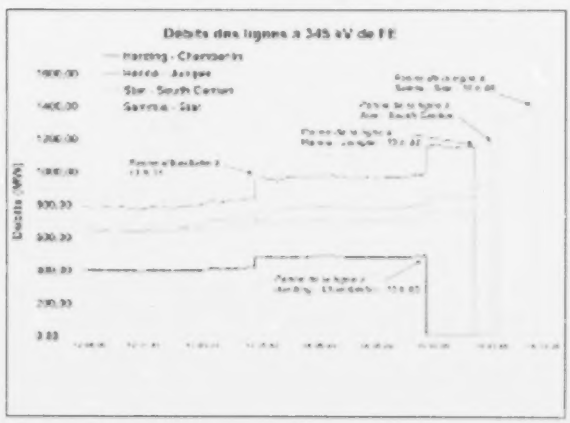


Figure 5.6 Tensions sur les lignes à 345 kV de FirstEnergy : Répercussions sur les pannes de lignes

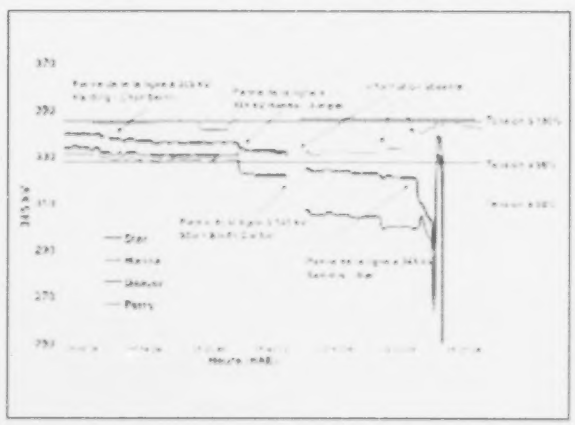
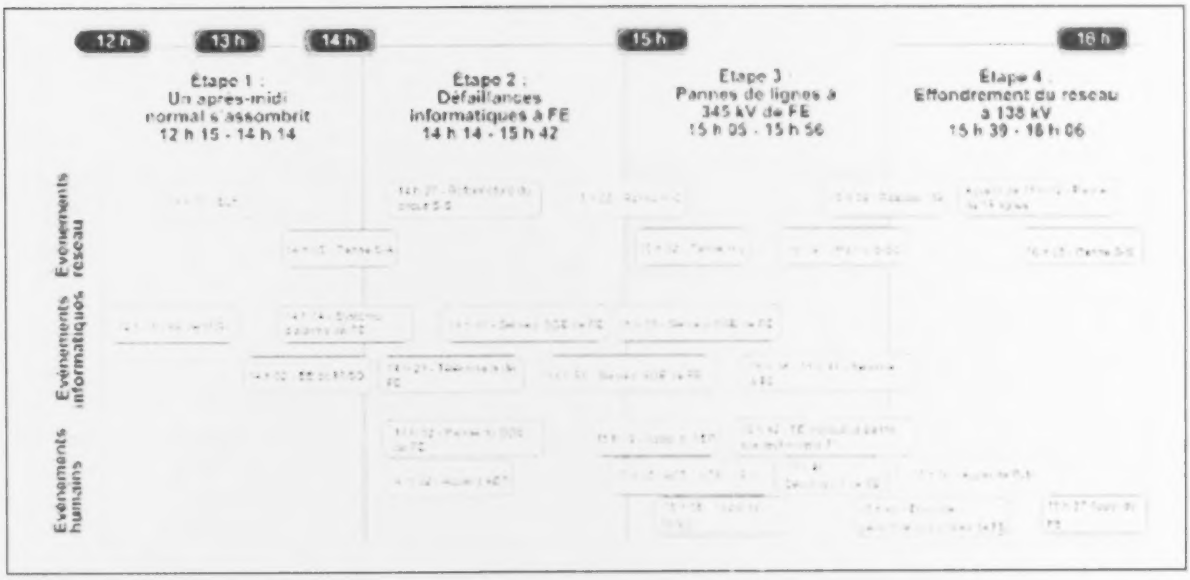


Figure 5.7 Chronologie de l'étape 3



Étape 3 : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques : 15 h 5 à 15 h 57 HAE

Aperçu de cette étape

De 15 h 5 min 41 s à 15 h 41 min 35 s, trois lignes à 345 kV sont tombées en panne en présence de débits égaux ou inférieurs à la valeur nominale de surcharge de chacune de ces lignes. Ces pannes n'étaient pas le fruit du hasard. Dans chaque cas, il y aurait eu contact entre la ligne et une végétation qui avait tant poussé au fil des ans qu'elle empiétait dans le dégagement des lignes. À mesure que les lignes tombaient en panne, les charges des autres lignes s'élevaient (voir la figure 5.5). Au gré de la propagation de ces pannes de lignes de transport et des transferts de puissance vers d'autres lignes, les tensions se sont dégradées davantage dans le reste du réseau de FE, comme on peut le voir à la figure 5.6.

Grands événements de l'étape 3

3A) 15 h 5 min 41 s HAE : la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin tombe hors circuit.

3B) 15 h 31 min 33 s HAE : MISO appelle PJM pour établir si ce dernier a constaté la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta; PJM confirme cette panne.

3C) 15 h 32 min 3 s HAE : la ligne à 345 kV Hanna-Juniper tombe hors circuit.

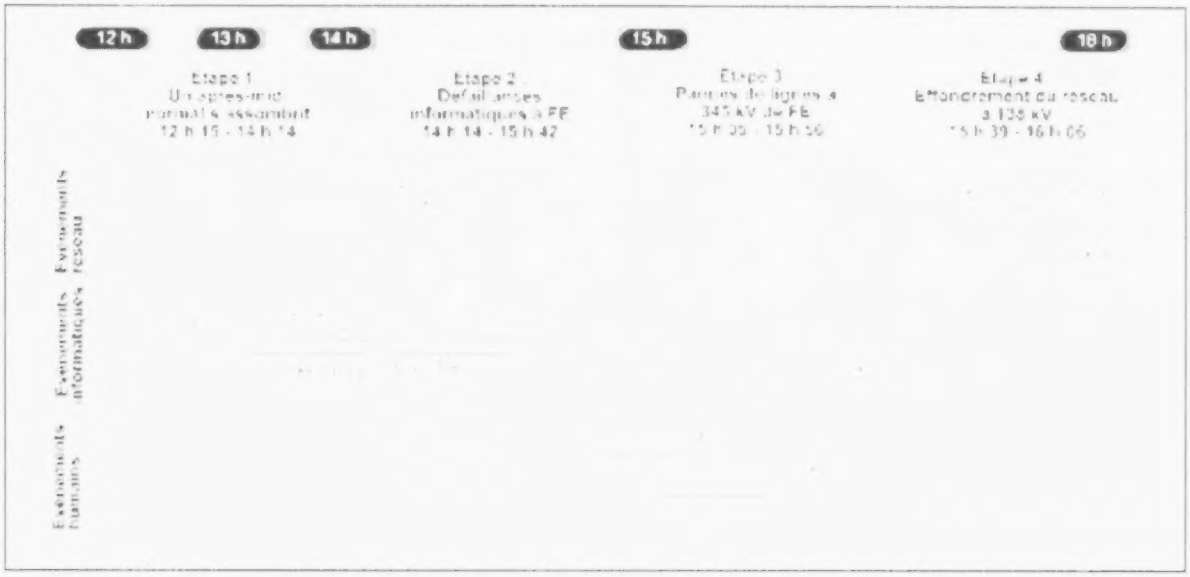
3D) 15 h 35 HAE : AEP demande à PJM de faire un allégement de la surcharge de transport (ACT) de 350 MW pour réduire la surcharge de la ligne Star-South Canton, ignorant que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée en panne à 15 h 32 HAE.

3E) 15 h 36 HAE : MISO appelle FE au sujet de la surcharge post-incident de la ligne à 345 kV Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper, ignorant ce dernier fait au début de l'appel.

3F) 15 h 41 min 33 à 41 s HAE : la ligne à 345 kV Star-South Canton est déclenchée, réenclenchée, puis déclenchée de nouveau à 15 h 41 HAE et demeure hors service pendant qu'AEP et PJM discutent des possibilités d'allégement de la charge (ACL) (voir événement 3D).

La conception des lignes de transport tient compte du fait qu'elles s'affaissent lorsqu'elles deviennent plus chaudes, en raison d'une surcharge dans les lignes ou d'une température ambiante élevée. C'est pourquoi les pylônes et les conducteurs sont élevés et que ces derniers sont installés avec une tension qui permet l'affaissement prévu et respecte encore les exigences en matière de sécurité. Pendant une journée d'été, la température des conducteurs peut varier de 60 °C le

Figure 5.7 Chronologie de l'étape 3



Étape 3 : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques : 15 h 5 à 15 h 57 HAE

Aperçu de cette étape

De 15 h 5 min 41 s à 15 h 41 min 35 s, trois lignes à 345 kV sont tombées en panne en présence de débits égaux ou inférieurs à la valeur nominale de surcharge de chacune de ces lignes. Ces pannes n'étaient pas le fruit du hasard. Dans chaque cas, il y aurait eu contact entre la ligne et une végétation qui avait tant poussé au fil des ans qu'elle empiétait dans le dégagement des lignes. À mesure que les lignes tombaient en panne, les charges des autres lignes s'élevaient (voir la figure 5.5). Au gré de la propagation de ces pannes de lignes de transport et des transferts de puissance vers d'autres lignes, les tensions se sont dégradées davantage dans le reste du réseau de FE, comme on peut le voir à la figure 5.6.

Grands événements de l'étape 3

3A) 15 h 5 min 41 s HAE : la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin tombe hors circuit.

3B) 15 h 31 min 33 s HAE : MISO appelle PJM pour établir si ce dernier a constaté la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta; PJM confirme cette panne.

3C) 15 h 32 min 3 s HAE : la ligne à 345 kV Hanna-Juniper tombe hors circuit.

3D) 15 h 35 HAE : AEP demande à PJM de faire un allégement de la surcharge de transport (ACT) de 350 MW pour réduire la surcharge de la ligne Star-South Canton, ignorant que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée en panne à 15 h 32 HAE.

3E) 15 h 36 HAE : MISO appelle FE au sujet de la surcharge post-incident de la ligne à 345 kV Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper, ignorant ce dernier fait au début de l'appel.

3F) 15 h 41 min 33 à 41 s HAE : la ligne à 345 kV Star-South Canton est déclenchée, réenclenchée, puis déclenchée de nouveau à 15 h 41 HAE et demeure hors service pendant qu'AEP et PJM discutent des possibilités d'allégement de la charge (ACL) (voir événement 3D).

La conception des lignes de transport tient compte du fait qu'elles s'affaissent lorsqu'elles deviennent plus chaudes, en raison d'une surcharge dans les lignes ou d'une température ambiante élevée. C'est pourquoi les pylônes et les conducteurs sont élevés et que ces derniers sont installés avec une tension qui permet l'affaissement prévu et respecte encore les exigences en matière de sécurité. Pendant une journée d'été, la température des conducteurs peut varier de 60 °C le

matin avec un vent moyen jusqu'à 100 °C avec de l'air chaud et un faible vent.

Il y a eu court-circuit sur la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin par contact du conducteur avec un arbre. Au moment de la panne, la circulation du courant, dans cette ligne, représentait seulement 44 % de ses valeurs normales et de surcharge. Le surcroît de courant et l'élévation de température, accentués par la perte de la ligne Harding-Chamberlin, ont suffisamment fait s'affaisser la ligne Hanna-Juniper pour qu'elle vienne en contact avec un arbre et tombe en panne avec une circulation de courant qui n'était qu'à 88 % de ses valeurs normales et de surcharge nominale. Entre 14 h 27 min 15 s et 15 h 41 min 33 s HAE, la ligne Star-South Canton est venue en contact avec un arbre à trois reprises. Le circuit s'est ouvert et refermé chaque fois avant de se verrouiller à 15 h 42 min 35 s HAE avec une charge qui n'était pourtant qu'à 93 % de sa valeur de surcharge nominale. Chacune de ces trois lignes est tombée en panne non pas en raison d'un affaissement excessif causé par une surcharge ou par la température élevée des conducteurs, mais plutôt parce qu'elle a touché un arbre trop haut et non élagué.[21]

Régimes nominaux des lignes

La capacité nominale de fonctionnement d'un conducteur indique la charge qu'il peut transporter en fonctionnement normal, tout en gardant sa température interne inférieure à une température donnée (90 °C, par exemple). La capacité de surcharge nominale d'un conducteur permet des débits supérieurs à la normale, tout en limitant sa température interne (à 100 °C par exemple) sur une courte période déterminée pour prévenir tout excès d'affaissement ou tout dommage grave au conducteur.

Dans le cas de trois des quatre lignes à 345 kV qui sont tombées hors circuit, FE avait fixé au même niveau la capacité de fonctionnement et la capacité de surcharge. Bon nombre des lignes de FE sont limitées par la température maximale prise en charge par ses équipements terminaux, au lieu de la température maximale sécuritaire de ses conducteurs. En calculant les valeurs du courant admissible pour les urgences pendant l'été pour bon nombre de ses lignes, FE a supposé des températures de l'air ambiant de 32 °C (90 °F) et un vent de 1,9 m/s (6,3 pi/s)[a], ce qui est une vitesse hypothétique relativement élevée favorisant le refroidissement par le vent. La température réelle le 14 août était de 31 °C (87 °F) mais la vitesse du vent à certains endroits de la région d'Akron était autour de 0 à 0,6 m/s (0 à 2 pi/s) après 15 h HAE cet après-midi.

[a]FirstEnergy Transmission Planning Criteria (Revision 8), page 3.

Cause 3: Élagage insuffisant des arbres

Des arbres non élagués sont à l'origine de chacune de ces pannes contrairement à l'affaissement des conducteurs qui n'était pas toujours en cause. L'affaissement a parfois joué, mais ces pannes se sont produites parce qu'on a laissé pousser les arbres trop haut et que ceux-ci empiétaient désormais dans l'aire de dégagement de la ligne, et non pas parce que les conducteurs sont venus en contact avec des arbres courts. Nous verrons plus loin que les arbres dans l'emprise étaient très hauts. Chacune des lignes est tombée en panne dans des conditions se situant tout à fait dans les paramètres d'exploitation établis. L'équipe d'enquête a relevé des signes de contact avec des arbres dans les trois lignes, y compris une observation humaine du contact à la ligne Hanna-Juniper. Les preuves décrites ci-dessous confirment que les contacts avec les arbres ont causé les courts-circuits à la terre entraînant la mise hors circuit de chacune des lignes le 14 août.

Pour s'assurer que les preuves de contact végétation-ligne et les débris d'arbres observés en chaque lieu étaient bien liés aux événements du 14 août, l'équipe a voulu savoir si ces lignes avaient connu, dans les années ou les mois précédents, des pannes ayant pu laisser des brûlures, de l'écorçage ou d'autres indices de contact avec la végétation. Elle a ainsi établi que ces lignes n'avaient pas connu de pannes antérieures d'une certaine durée que l'on savait avoir été causées par des arbres en 2001, 2002 et 2003.[22]

Comme la plupart des propriétaires de réseaux de transport, FE inspecte régulièrement ses lignes, les survolant chacune deux fois par an pour vérifier l'état des emprises. Il convient de noter que les survols de 2001 et 2002 indiquent que les inspecteurs ont observé un nombre substantiel d'arbres et autre végétation à défricher ou à élaguer dans de nombreuses lignes de transport de FE. Les notes des survols du printemps 2003 ont signalé moins de problèmes, ce qui laisse entendre que les survols ne permettent pas de déterminer efficacement la distance entre un arbre et la ligne au-dessus et que des inspections au sol sont également nécessaires. **Recommandations 16 et 27, pages 173 et 182**.

Gestion de la végétation par les services d'électricité : quand les arbres et les lignes entrent en contact

La gestion de la végétation est une activité primordiale pour toute société d'électricité qui entretient des lignes aériennes sous tension. Ce facteur a joué un grand rôle dans les événements du 14 août, puisque des pannes surviennent lorsque des arbres ou des parties d'arbres touchent les lignes ou tombent sur celles-ci. Ce ne sont pas toutes les pannes qui peuvent être évitées (celles causées par des orages, des forts vents, etc.), mais un grand nombre d'entre elles peuvent être atténuées ou évitées si on s'occupe de la végétation avant qu'elle ne pose un problème. Au contact d'un arbre avec une ligne sous tension, il se produit un court-circuit que les relais prennent pour un défaut à la terre. Un contact physique direct n'est pas toujours nécessaire pour qu'un court-circuit se produise. Un arc électrique peut se former entre une partie d'un arbre et un conducteur haute tension voisin si on ne ménage pas une distance suffisante entre les deux. Les distances d'arc varient selon des facteurs comme la tension, la vitesse du vent et la température ambiante. Les arcs peuvent causer aussi bien des incendies que des courts-circuits et des pannes de lignes.

La plupart des services d'électricité ont des conventions d'occupation et de servitude d'emprise leur permettant de défricher ou de contenir la végétation se trouvant le long de leurs lignes de transport pour assurer la sécurité et la fiabilité de leur réseau. De telles servitudes leur permettent d'exercer un large contrôle sur le paysage environnant. Elles acquièrent ainsi une grande liberté d'exécuter tous les travaux jugés nécessaires au maintien des aires de dégagement des lignes par la maîtrise de la végétation. Les trois principaux moyens de maîtriser la végétation des emprises de transport consistent à élaguer les branches proches de l'aire de dégagement, à enlever toute la végétation par tonte ou par coupe et à se servir d'herbicides pour inhiber ou empêcher la croissance. On a plus fréquemment recours aux moyens mécaniques et chimiques pour maîtriser la végétation qu'à l'élagage le long des emprises de transport.

Les conventions de servitude de FE lui accordent des droits importants d'élagage ou d'enlèvement de la végétation des emprises, et notamment « le droit de construire, d'inspecter, d'exploiter, de remplacer, de déplacer, de réparer, d'inspecter et d'entretenir en permanence au-dessus, au-dessous et le long des emprises décrites plus haut toutes les constructions, fils, câbles et autres accessoires habituels utiles au transport et à la distribution d'électricité, y compris pour le téléphone et le télégraphe, ainsi que le droit d'élaguer, de couper, d'enlever ou de contenir par tout autre moyen et en tout temps les arbres, branches et autre végétation qui, à l'intérieur ou autour de l'emprise, peuvent faire obstacle ou nuire à ces structures, fils et accessoires ou encore à leur fonctionnement. »[a]

FE procède à la maîtrise de la végétation de ses emprises de transport selon un cycle de cinq ans, c'est-à-dire exécute tous les travaux nécessaires de dévégétation touchant ses circuits sur une période de cinq ans. Un tel cycle de cinq ans est conforme aux normes de l'industrie, et on peut fréquemment observer que les fournisseurs de services de transport n'exercent pas intégralement les droits que leur confèrent les conventions de servitude sur les emprises en raison de l'opposition des propriétaires fonciers.

Une étude détaillée produite aux fins de cette enquête intitulée *Utility Vegetation Management Final Report* conclut que même si les pratiques de FirstEnergy en matière de gestion de la végétation sont conformes aux normes de l'industrie, ces normes devraient être nettement accrues pour assurer une fiabilité supérieure des réseaux de transport.[b] Le rapport recommande également qu'une surveillance réglementaire stricte et qu'un soutien seront requis pour que les services d'électricité améliorent leurs programmes de gestion de la végétation et pour qu'ils maintiennent les améliorations nécessaires.

Le NERC n'a pas de normes ou d'exigences relatives à la gestion de la végétation ou aux dégagements des emprises, ni pour la détermination des régimes nominaux des lignes.

[a] Texte standard dans la convention de servitude de droit de passage de FE.
[b] *Utility Vegetation Management Final Report*, CN Utility Consulting, Mars 2004.

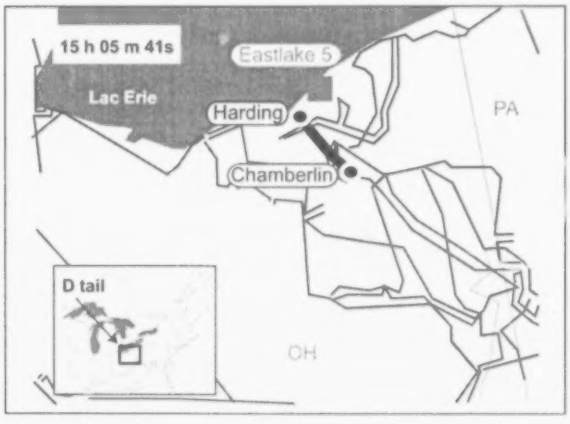
3A)15 h 5 HAE : Panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin

Cause 3: Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 5 min 41 s HAE, la ligne Harding-Chamberlin de FE (figure 5.8) est tombée en panne et s'est verrouillée avec une charge qui n'était qu'à 44 % de ses capacités normale et de surcharge. À cette faible charge, la température de la ligne n'aurait pas dépassé des niveaux sécuritaires, même si de l'air stagnant ne contribuait pas au refroidissement du conducteur, et la ligne ne se serait pas affaissée excessivement. L'équipe d'enquête a examiné les données de relais relativement à cette panne, trouvé le lieu de celle-ci et établi que les données de relais concordaient avec la « signature » d'un court-circuit par mise à la terre par suite d'un contact avec des arbres. L'équipe s'est rendue au lieu indiqué par les données de relais pour y découvrir des débris d'arbres et autre végétation. À cet endroit, le conducteur était à 14,2 m (46 pi, 7 po) du sol et l'arbre couché mesurait 12,8 m (42 pi); cependant, des parties de cet arbre avaient été retirées des lieux. Ainsi, il est difficile de préciser la hauteur du contact avec la ligne, mais comme la hauteur de l'arbre représente un minimum, le contact a sans doute eu lieu de 90 à 120 cm (3 à 4 pi) plus haut que ce que nous estimons ici. On a observé des traces de brûlures dans l'arbre à une hauteur de 10,9 m (35 pi, 8 po) et la cime était au moins 1,8 m (6 pi) plus haute que ces dernières. L'arbre montrait des signes de détérioration par courant de défaut.[23]

Le verrouillage de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin a fait que les trois autres lignes méridionales à 345 kV vers Cleveland ont absorbé une charge plus grande, la ligne Hanna-Juniper en prenant le plus. La panne a aussi élevé la charge dans le réseau annexe à 138 kV. **Recommandations 16 et 27, pages 173 et 182**.

Figure 5.8 La ligne à 345 kV Harding-Chamberlin



Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

MISO ne s'est aperçu que la ligne Harding-Chamberlin était tombée hors circuit qu'après le début de la panne générale lorsqu'il a examiné le registre des opérations de disjoncteurs le soir même. FE dit n'avoir constaté la panne de cette ligne qu'à la suite de l'appel reçu de MISO à 15 h 36 HAE, où celui-ci lui indiquait avoir observé une surcharge de la ligne Star-Juniper à cause d'une perte imprévue de la ligne Hanna-Juniper.[24] Toutefois, l'équipe d'enquête n'a rien trouvé dans les registres et transcriptions du centre de commande qui lui indique que FE n'avait eu connaissance de la panne de la ligne Harding-Chamberlin qu'après le début de la panne générale. **Recommandation 22, page 179**.

Cause 4: Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Harding-Chamberlin ne faisait pas partie des vannes de transport contrôlées par MISO à titre de centre clé de transport et, par conséquent, le coordonnateur de la fiabilité ignorait quand la première ligne à 345 kV de FE était tombée hors circuit. MISO a bien reçu des données du système SCADA sur le changement d'état de cette ligne, mais le fait a été présenté à ses opérateurs comme un changement d'état de disjoncteur plutôt que comme une panne de ligne. Comme le système de traitement topologique du SGE n'était pas encore réglé pour reconnaître les pannes de lignes, il n'a pas fait le lien entre les données du disjoncteur et la perte d'une ligne de transport. Ainsi, les opérateurs de MISO n'ont pas considéré la panne Harding-Chamberlin comme un incident important et n'ont donc pu conseiller FE sur l'événement ni sur ses conséquences. Ajoutons que, sans son estimateur d'état ni les analyses d'incidents connexes, MISO était incapable de déterminer les surcharges qui pourraient se produire par suite des diverses pannes de lignes ou d'équipement. C'est ainsi que, lorsque la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin est tombée hors circuit à 15 h 5 HAE, l'estimateur d'état n'a pas produit de résultats et ne pouvait prévoir de surcharge en cas de panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper. **Recommandation 30, page 184**.

3C) 15 h 32 HAE : Panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper de FE

Cause 3: Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 32 min 3 s HAE, la ligne Hanna-Juniper (figure 5.9) est tombée hors circuit et s'est verrouillée. Une équipe d'élagage travaillait à proximité et a pu observer le contact végétation-ligne. Le contact avec un arbre a eu lieu à la phase sud où la ligne est plus basse qu'à la phase du centre à cause de la conception des aménagements. Il restait peu de chose de cet arbre au moment de la visite de l'équipe en octobre, mais celle-ci a pu observer une souche de 35,5 cm (14 po) de diamètre au sol et parlé à quelqu'un qui avait été témoin du contact végétation-ligne le 14 août.[25] Sur des photos on peut nettement voir que l'arbre en question était d'une taille excessive (figure 5.10). Les arbres voisins (à bonne distance de la

Pourquoi y a-t-il eu tant de contacts végétation-ligne le 14 août?

Les contacts entre des lignes et des arbres et les pannes de transport qui s'ensuivent n'ont rien d'inhabituel l'été sur la majeure partie du territoire nord-américain. Le phénomène s'explique par une combinaison d'éléments qui se produisent plus particulièrement vers la fin de la période estivale :

- Les arbres croissent le plus au printemps et à l'été et plus on avance en saison estivale, plus les arbres gagnent en hauteur et plus s'accroissent les risques de contact avec une ligne de transport voisine.
- Quand les températures s'élèvent, les consommateurs se servent davantage de climatiseurs et les charges de réseau augmentent. Plus les charges s'élèvent, plus les débits d'électricité augmentent, et plus les besoins de puissance réelle (MW) et de puissance réactive (Mvar) sont grands. Plus le débit d'une ligne de transport s'accroît, plus elle s'échauffe; plus le métal d'un conducteur chaud se dilate, plus la ligne s'affaisse. On fixe la plupart des capacités d'exception des lignes de manière que la température interne des conducteurs ne dépasse pas les 100 °C (212 °F).
- Plus la température s'élève, moins l'air ambiant peut refroidir les lignes de transport en charge.
- Le vent rafraîchit la ligne de transport en augmentant le mouvement d'air à sa surface. Le 14 août, la vitesse des vents à l'aéroport Akron-Fulton s'établissait en moyenne à 1,5 m/s (5 nœuds) vers 14 h HAE, mais autour de 15 h HAE, les anémomètres se sont arrêtés en raison d'un manque de vent, ce qui arrive quand la vitesse du vent varie de 0 à 0,6 m/s (0 à 2 nœuds). Les vents étant plus faibles, les lignes se sont affaissées encore plus, se rapprochant des branches d'arbres à proximité.

Le 14 août, cette combinaison d'éléments dans bien des régions de l'Ohio et de l'Indiana a fait s'échauffer et s'affaisser les lignes de transport. Si un arbre avait poussé au point d'empiéter dans l'aire prévue de dégagement d'une ligne, un contact végétation-ligne aurait été plus probable, mais pas inévitable. La panne d'une ligne élèverait les débits des lignes voisines, provoquant une surcharge, une surchauffe et un affaissement plus prononcé des conducteurs.

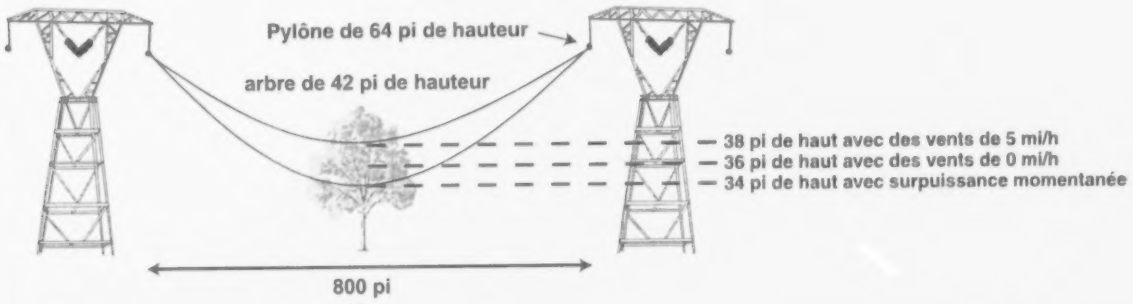


Figure 5.9 La ligne à 345 kV Hanna-Juniper

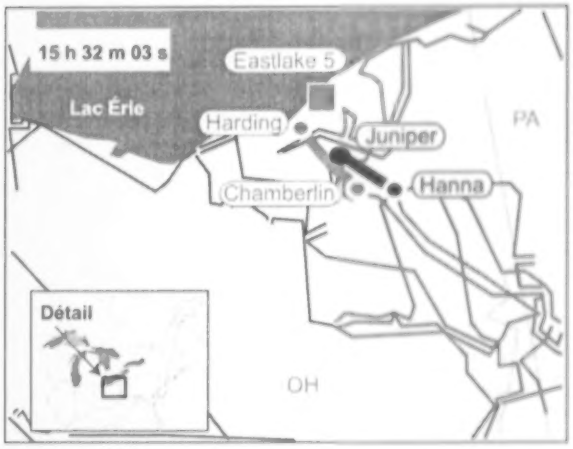
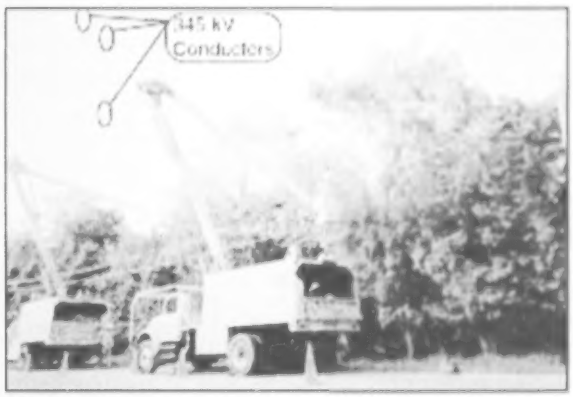


Figure 5.10 La cause de la panne de la ligne Hanna-Juniper



Cette photo du 14 août montre l'arbre qui a causé la panne de la ligne Hanna-Juniper (le plus grand sur la photo). On peut voir à l'arrière-plan d'autres conducteurs à 345 kV et fils blindés.
Photos par Nelson Tree.

ligne) avaient un diamètre au sol de 46 cm (18 po) et une hauteur de 18 m (60 pi). Ailleurs à cet endroit, on pouvait observer un grand nombre d'arbres (au moins 20) dans l'emprise.

La ligne Hanna-Juniper portait une charge se situant à 88 % de ses capacités normale et de surcharge lorsqu'elle est tombée hors circuit. Par suite de l'ouverture de cette ligne, une puissance de plus de 1 200 MVA a dû trouver un nouveau trajet pour rejoindre sa charge à Cleveland. Il y a eu élévation de la charge dans les deux autres lignes à 345 kV, la ligne Star-Juniper prenant le gros de la puissance. Cela a eu pour conséquence que la charge de la ligne Star-South Canton a dépassé la valeur normale, mais non la valeur de surcharge. À son tour, le réseau à 138 kV a pris plus de puissance. Les débits vers l'ouest en direction du Michigan ont légèrement diminué, tout comme les tensions dans le secteur de Cleveland.

3D) 15 h 35 HAE : AEP et PJM mettent en place un allégement de la charge de transport (ACT) pour la ligne Star-South Canton

Cause 4: Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Comme son système d'alarme ne fonctionnait pas, FE ignorait les pannes des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Toutefois, une fois que MISO a mis à jour en mode manuel le modèle d'estimation d'état pour tenir compte de la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta, ce logiciel a pu produire une estimation d'état et une analyse d'incidents à 15 h 41 HAE. Mais dans les 36 minutes comprises entre 15 h 5 et 15 h 41 HAE, MISO n'a pas pris la mesure des conséquences de la panne de la ligne Hanna-Juniper et les opérateurs de FE ne savaient rien de cette panne ni de ses répercussions. PJM et AEP ont constaté la surcharge de la ligne Star-South Canton, mais ne s'y attendaient pas, puisque la plus récente analyse d'incidents n'examinait pas assez de lignes du réseau de FE pour prévoir ce résultat de l'incident Hanna-Juniper après la panne Harding-Chamberlin.

Après la constatation par AEP de la surcharge de la ligne Star-South Canton, AEP a demandé à 15 h 35 HAE que PJM travaille à un plan d'ACT pour réduire cette surcharge de 350 MW. Il s'agissait de diminuer la surcharge qui dépassait la valeur normale dans cette ligne et d'empêcher que cette dernière surpasse la valeur de surcharge en cas de panne de la ligne Sammis-Star. Mais lorsqu'ils se sont attelés à ce plan d'ACT, ni AEP ni PJM ne savaient que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée hors circuit à 15 h 32 HAE, dégradant encore plus l'état du réseau. Comme la grande majorité des plans d'ACT prévoient des réductions de 25 à 50 MW, une demande de 350 MW était des plus inhabituelles et les opérateurs ont voulu vérifier pourquoi on avait soudain besoin d'une ponction aussi importante avant de donner suite à une telle demande. Moins de dix minutes se sont écoulées entre la perte de la ligne Hanna-Juniper, d'une part, et le dépassement de la valeur normale, la mise hors circuit et le verrouillage de la ligne Star-South Canton, d'autre part. **Recommandations 6, 22, 30 et 31, pages 165, 179 et 184.**

Malheureusement, ni AEP ni PJM n'ont réalisé que même un ACT de 350 MW sur la ligne Star-South Canton aurait un faible impact sur la surcharge.

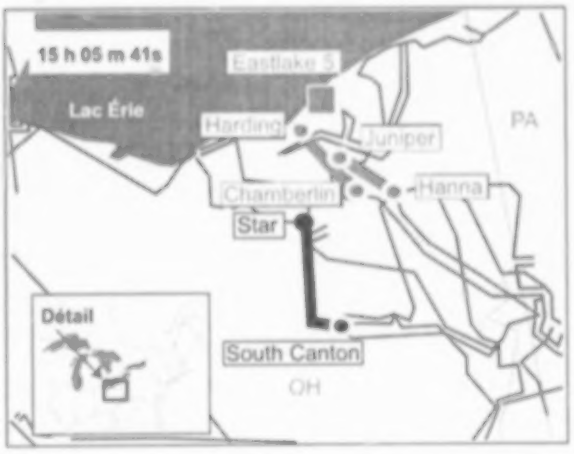
Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

L'analyse de l'équipe d'enquête effectuée à l'aide de l'IDC (qui était entièrement disponible l'après-midi du 14 août) indique que les transactions étiquetées exécutées pendant l'heure suivant 15 h HAE dans l'ensemble de l'Ohio n'ont eu qu'un effet minimal sur les lignes surchargées. Tel que discuté dans le chapitre 4, cette analyse a démontré qu'après la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper, la ligne Star-South Canton était principalement chargée de débits desservant des charges d'origine et de réseau, fournissant de l'énergie de remplacement pour la perte d'Eastlake 5, achetée auprès de PJM (342 MW) et d'Ameren (126 MW). La redistribution que AEP avait demandée n'aurait pas été la solution à ces charges élevées, mais plutôt un important délestage par FE dans la région de Cleveland.

Cause 4: Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Le principal outil dont se sert MISO pour évaluer la fiabilité des principales vannes de transport (des regroupements précis de lignes ou d'installations de transport qui, parfois, ont moins de capacité de transfert qu'il serait souhaitable) est le système de contrôle des vannes de transport. Après la mise hors circuit de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE, ce système a produit des résultats inexacts (dépassés), parce que le modèle ne tenait pas compte de cette panne. Ainsi, le système a supposé que la ligne Harding-Chamberlin était toujours disponible et n'a pas prévu la surcharge qui a entraîné la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper. Lorsque cette dernière est tombée en panne à 15 h 32 HAE, la surcharge résultante a été décelée par le système SCADA qui a déclenché des alarmes pour les opérateurs de MISO, qui ont ensuite appelé FE[26]. Comme l'estimateur d'état et le système de contrôle des vannes de transport de MISO ne fonctionnaient pas bien, MISO était moins capable de constater qu'une situation d'urgence était en train de naître dans le réseau de FE. **Recommandations 22 et 30, pages 179 et 184.**

Figure 5.11 La ligne 345 kV Star-South Canton



3F) 15 h 41 HAE : panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton

La ligne Star-South Canton (figure 5.11) chevauche la ligne de démarcation entre les réseaux de FE et d'AEP. Elle est en copropriété, chacune de ces sociétés étant propriétaire du tronçon qui se trouve sur son territoire respectif et s'occupant de la gestion de son emprise. La ligne Star-South Canton s'est ouverte et refermée trois fois dans l'après-midi du 14 août, d'abord à 14 h 27 min 15 s HAE alors qu'elle était chargée à moins de 55 % de sa capacité d'exception (refermeture aux deux extrémités), ensuite à 15 h 38 min 48 s et enfin à 15 h 41 min 33 s HAE. Ces contacts multiples ont eu l'effet d'un « élagage d'arbres électrique », brûlant temporairement les branches en contact et permettant à la ligne de transporter plus de courant avant qu'un affaissement supplémentaire ne cause le contact final et le verrouillage de la ligne. À 15 h 41 min 35 s HAE, la ligne est tombée en panne et s'est verrouillée au poste de Star, avec un débit à 93 % de sa capacité d'exception. Dans chaque cas, il y a eu court-circuit à la terre.

Cause 3: Élagage insuffisant des arbres

L'équipe d'enquête a inspecté l'emplacement de l'emprise indiqué par les enregistreurs numériques de défaillance des relais sur le tronçon de FE. Elle a trouvé des débris d'arbres et d'autres végétaux qui étaient tombés au sol. À cet emplacement, la hauteur du conducteur était de 13,6 m (44 pi, 9 po). Un arbre reconnaissable mesurait 9 m (30 pi) de haut, mais l'équipe n'a pu repérer la souche ni découvrir toutes les parties de l'arbre. Un massif

voisin avait été grandement endommagé par la panne. Il y avait notamment des branches carbonisées ou dépouillées de leur écorce par un courant de fuite. De plus, la surface du sol autour du tronc était bouleversée, décolorée et morcelée, indice courant des effets d'un fort courant de fuite ou de multiples courants de fuite. L'analyse d'une autre souche a indiqué qu'un arbre de 14 ans avait récemment été retiré du milieu de l'emprise.[27]

À la suite de la perte de la ligne Star-South Canton, les débits se sont beaucoup élevés dans le réseau à 138 kV en direction de Cleveland et les tensions locales ont commencé à se dégrader dans les réseaux annexes à 138 et 69 kV. Au même moment, les débits s'accroissaient dans la ligne à 345 kV Sammis-Star à cause des pannes des lignes à 138 kV, seules voies restantes entre le sud et Cleveland. **Recommandations 16 et 27, pages 173 et 182.**

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Les opérateurs de FE ignoraient que le réseau fonctionnait hors des limites de « panne par un premier événement imprévu » à la suite de la panne de la ligne Harding-Chamberlin (à cause de la perte probable de la ligne Hanna-Juniper ou de la génératrice Perry), n'ayant pas procédé à une analyse d'incidents le 14 août.[28] L'équipe d'enquête n'a pas établi si les données sur l'état du réseau utilisées par l'estimateur d'état et le modèle d'analyse d'incidents de FE avaient fidèlement été mises à jour. **Recommandations 22, page 179.**

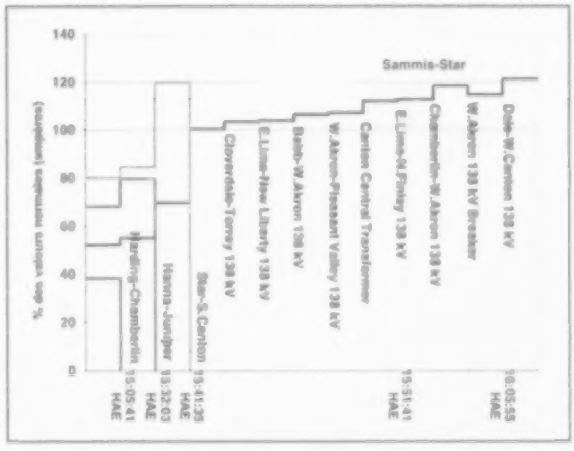
Cause 1: Compréhension insuffisante du réseau

Analyse de délestage L'équipe d'enquête a examiné s'il avait été possible de prévenir la panne générale en procédant à des délestages dans la région de Cleveland-Akron avant la perte de la ligne à 345 kV Star-South Canton à 15 h 41 HAE. L'équipe a modélisé le réseau en tenant compte d'un délestage de 500 MW dans la région de Cleveland-Akron avant 15 h 41 HAE et a trouvé que cela aurait accru la tension à la barre omnibus Star de 91,7 % jusqu'à 95,6 %, amenant la charge de la ligne de 91 à 87 % de sa capacité d'ampérage d'exception; un délestage supplémentaire de 500 MW aurait dû être exécuté pour faire passer la tension de Star à 96,6 % et la charge de la ligne à 81 % de sa capacité d'ampérage d'exception. Mais étant donné que la ligne Star-South Canton avait déjà été compromise par le contact avec un arbre (qui avait causé les deux premiers déclenchements et refermetures) et qu'elle était sur le point d'entrer en contact avec un arbre pour la troisième fois, il n'est pas clair que si un tel délestage s'était produit, cela aurait empêché l'ultime déclenchement et le verrouillage de la ligne. Cependant, la modélisation indique que ce délestage aurait empêché les déclenchements subséquents de la ligne Sammis-Star (voir page 79). **Recommandations 8 et 21, pages 166 et 178.**

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Répercussions sur le réseau des pannes de lignes à 345 kV À en juger par les données d'une vaste modélisation effectuée par l'équipe d'enquête, il n'y avait pas d'écarts par rapport aux limites d'exception à 15 h 5 HAE avant la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin. La figure 5.12 présente les charges estimées en modélisation par l'équipe d'enquête au moment où les lignes à 345 kV ont commencé à tomber en panne dans le nord-est de l'Ohio. En indiquant les pourcentages des charges des lignes à 345 kV par rapport aux valeurs normales, la figure montre comment la charge de chaque ligne s'est élevée à mesure que les lignes à 345 et à 138 kV sont tombées hors circuit entre 15 h 5 HAE (Harding-Chamberlin, première ligne en question à se dégrader) et 16 h 6 HAE (Dale-West Canton). Comme on peut le voir, aucune des lignes à 345 ou à 138 kV n'a dépassé les valeurs normales avant les pannes combinées des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Il reste que, immédiatement après la perte de la

Figure 5.12 Incidence cumulative des pannes successives sur les charges des lignes à 345 kV



seconde de ces lignes, la charge de la ligne Star-South Canton a fait un bond, passant selon les estimations de 82 % à 120 % de la valeur normale (elle-même inférieure à la valeur de surcharge), et est demeurée à ce dernier niveau pendant 10 minutes avant de tomber en panne. À droite, le graphique indique l'incidence des pannes des lignes à 138 kV (qui seront abordées dans la description de la prochaine étape) sur les deux lignes restantes à 345 kV. Ainsi, la charge de la ligne Sammis-Star s'est constamment élevée au-dessus de 100 % au gré des pertes de lignes à 138 kV.

Après la perte de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE, on a relevé des écarts par rapport aux limites d'exception dans les cas suivants :

La ligne à 345 kV Star-Juniper dont les charges dépasseraient les limite de surcharge si la ligne à 345 kV Hanna-Juniper devait elle aussi tomber en panne;

Les lignes à 345 kV Hanna-Juniper et Harding-Juniper dont les charges dépasseraient les limites de surcharge si la génératrice Perry (1 255 MW) tombait en panne.

Sur le plan opérationnel, une fois que le réseau de FE se trouvait en situation de dérogation N-1, toute nouvelle perte de ligne accentuait l'écart et la perte de fiabilité. Après la perte de la ligne Harding-Chamberlin, FE devait, pour ne pas déroger aux critères du NERC, réduire les charges de ces trois lignes dans les 30 minutes de sorte qu'aucun autre incident n'entraîne le dépassement des limites de surcharge (situation d'urgence). En d'autres termes, FE se devait de rétablir le réseau à un mode de fonctionnement fiable.

Appels téléphoniques au centre de commande de FE

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Entre 14 h 14 HAE, moment où le système d'alarme du SGE est tombé en panne, et 15 h 42 HAE, moment où ils ont commencé à se rendre compte de la situation, les opérateurs de FE n'ont pas compris l'ampleur des pertes dans leur réseau, ni à quel point ils se trompaient sur l'état réel de ce dernier, et ceci, en dépit du fait qu'ils avaient reçu des indices en ce sens par des appels téléphoniques en provenance d'AEP, de PJM, de MISO et de clients. Les intéressés sont demeurés inconscients jusqu'à environ 15 h 45 HAE des pannes de lignes qui s'étaient produites après la mise hors circuit de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, bien qu'ayant commencé à obtenir des informations extérieures décrivant des aspects de l'affaiblissement du réseau. Comme ils n'ont pas eu connaissance des événements à mesure qu'ils se déroulaient, ils n'ont pris aucune mesure pour remettre le réseau en état de fiabilité. **Recommandations 19 et 26, pages 176 et 182**.

Voici une brève description de certains des appels reçus par les opérateurs de FE au sujet des problèmes du réseau, montrant leur échec à reconnaître ceux-ci. Pour la commodité de la présentation, nous regarderons la suite d'appels reçus entre le moment où se sont produites les pannes de lignes à 345 kV et celui où le réseau à 138 kV s'est effondré et qui est traité à l'étape suivante.

Après la première panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton à 14 h 27 HAE, AEP a appelé FE à 14 h 32 HAE pour en discuter et pouvoir refermer le circuit. AEP connaissait les déclenchements de disjoncteur à son extrémité (South Canton) et s'est enquis des déclenchements à l'autre extrémité (Star) de FE. FE a dit n'avoir rien vu à son extrémité, mais AEP a réaffirmé qu'il y avait eu panne à 14 h 27 HAE et que le disjoncteur de South Canton avait refermé le circuit.[29] À FE, il y a eu une conversation interne au sujet de l'appel d'AEP à 14 h 51 HAE. On s'y est dit inquiet de n'avoir eu aucune indication d'un déclenchement de disjoncteur, mais comme on n'avait pas de données au centre de commande, les opérateurs en sont restés là.

À 15 h 19 HAE, AEP a rappelé FE pour confirmer la panne de la ligne Star-South Canton et le fonctionnement du relais selon des indications reçues du terrain. Le préposé de FE a redit que, n'ayant reçu aucun signal d'alarme, le centre de commande pensait qu'il n'y avait aucun problème. Un technicien d'AEP au poste électrique de South Canton a vérifié s'il y avait eu panne. À 15 h 20 HAE, AEP a décidé de considérer l'information de relais et d'enregistreur numérique de défauts de South Canton comme un « signe du hasard » et de vérifier les relais pour voir en quoi le problème pourrait consister.[30]

À 15 h 35 HAE, le centre de commande de FE a reçu un appel du préposé à la génératrice Mansfield 2 qui s'inquiétait des signaux d'enregistreur de défauts et de pointes de tension d'excitation (alarme de surexcitation); un répartiteur a aussi appelé pour signaler un « saut » dans son secteur. Peu après cet appel, le centre de commande de FE à Reading en Pennsylvanie a appelé pour indiquer que les enregistreurs de défauts dans les régions ouest et sud du

lac Érié étaient en activation. Il se demandait si quelque chose s'était produit dans le secteur Ashtabula-Perry. L'opérateur de la centrale nucléaire de Perry a signalé pour sa part une « pointe » au transformateur principal de la centrale. Lorsqu'il est allé regarder le compteur, « il continuait à faire toutes sortes de bonds, et comme le relais est déclenché ici, je sais que quelque chose cloche. »[31]

C'est à ce moment là que les opérateurs de FE se sont mis à penser que quelque chose n'allait pas, mais sans reconnaître que le problème se trouvait dans leur réseau. « Ça doit être dans la distribution ou quelque chose de semblable ou bien le problème de quelqu'un d'autre, mais il n'y a rien qui paraît ici. » À la différence d'un grand nombre d'autres centres de commande de réseaux de transport, celui de FE n'a pas de tableau indicateur (montrant sous une forme schématique toutes les grandes lignes et centrales de leur zone de contrôle) où les opérateurs auraient pu voir, sur le mur devant eux, l'emplacement des pannes importantes de transport et de production dans leur secteur. **Recommandation 22, page 179**.

À 15 h 36 HAE, MISO a communiqué avec FE au sujet de la surcharge post-incident de la ligne Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper.[32]

À 15 h 42 HAE, l'opérateur du secteur ouest a informé les techniciens TI de FE que le système du SGE avait perdu de sa fonctionnalité. « Rien ne semble se mettre à jour dans les ordinateurs… Il y a des gens qui ont appelé pour signaler des pannes, mais rien n'est mis à jour dans le récapitulatif des événements… Je pense qu'il y a quelque chose de grave. » C'est la première indication de la constatation par un opérateur du centre de commande de FE d'une certaine dégradation du SGE. Rien n'indique cependant que l'intéressé ait alors informé les autres opérateurs. Toutefois, les techniciens TI de FE ont discuté peu après des mesures correctives à prendre dans le cas du système d'alarme du SGE avec certains opérateurs du centre de commande.

À la même heure (15 h 42 HAE), l'opérateur de la centrale de Perry a rappelé pour donner d'autres indications sur les problèmes qui se posaient. « J'ai toujours toutes sortes de pointes et de fluctuations de tension de la génératrice… Je ne peux dire combien de temps encore nous allons survivre. »[33]

À 15 h 45 HAE, l'équipe d'élagage a dit avoir observé une panne causée par un arbre dans la ligne à 345 kV Eastlake-Juniper; cette panne s'était en réalité produite dans la ligne à 345 kV Hanna-Juniper voisine. Cette indication a ajouté à la confusion dans le centre de commande de FE, car l'opérateur avait une indication de débit dans la ligne Eastlake-Juniper.[34]

Après que la ligne à 345 kV Star-South Canton est tombée hors circuit une troisième fois et s'est verrouillée à 15 h 42 HAE, AEP a appelé FE à 15 h 45 HAE pour discuter de la situation et signaler que d'autres lignes paraissaient en surcharge. FE a alors reconnu que les disjoncteurs de Star s'étaient mis en déclenchement et étaient restés ouverts.[35]

À 15 h 46 HAE, l'opérateur de la centrale de Perry a téléphoné une troisième fois au centre de commande de FE pour dire que son unité était sur le point de tomber en panne : « Ça paraît mal… Nous ne serons plus là avant longtemps, et vous allez vous retrouver devant un plus gros problème. »[36]

À 15 h 48 HAE, un opérateur du réseau de transport de FE a dépêché quelqu'un au poste électrique de Star et, à 15 h 50 HAE, a demandé que l'on envoie du personnel dans les régions, d'abord à Beaver, puis à East Springfield.[37]

À 15 h 48 HAE, PJM a appelé MISO pour signaler la panne de la ligne Star-South Canton, mais les mesures de débit sur la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE qu'avaient effectuées les deux coordonnateurs de la fiabilité ne concordaient pas, et ceux-ci se demandaient alors si la ligne à 345 kV Star-South Canton avait été remise en service.[38]

À 15 h 56 HAE, s'inquiétant toujours des répercussions de la panne de la ligne Star-South Canton, PJM a appelé FE pour indiquer que cette ligne était tombée hors circuit et qu'il pensait que la ligne Sammis-Star de FE était effectivement en surcharge.[39] FE n'a pu confirmer la surcharge. Il a dit à PJM que la ligne Hanna-Juniper était également hors service. Il pensait que les problèmes se posaient à l'extérieur de son réseau. « AEP doit avoir perdu quelque chose d'important. »

Mesures d'urgence

À FirstEnergy comme dans bien d'autres sociétés d'électricité, la sensibilisation aux situations d'urgence se concentre souvent sur les pénuries d'énergie. Les sociétés d'électricité disposent de plans permettant dans

de telles circonstances d'alléger de plus en plus les charges. Parmi les moyens employés, il y a notamment les demandes de réduction de charge de consommation à contrat, les appels au public, les diminutions de tension et enfin, les délestages qui visent la clientèle en charge interruptible ou en puissance garantie. Le plan correspondant de FE est actualisé tous les ans. S'il est possible de couper rapidement des charges là où le système SCADA commande les disjoncteurs (bien que FE dispose de peu de ces moyens d'intervention), il reste que, d'un point de vue énergétique, le but est de pouvoir mettre en rotation régulière les charges qui ne seront pas soutenues, d'où la nécessité de disposer de personnel pour mettre les divers groupes en circuit et hors circuit. Le présent événement n'était cependant pas un problème de capacité ou d'énergie ni d'instabilité de réseau, mais plutôt une urgence causée par des surcharges de lignes de transport.

Pour pouvoir prendre efficacement en charge une situation d'urgence, le répartiteur doit d'abord constater l'urgence et ensuite juger des mesures à prendre. AEP a relevé la présence éventuelle de surcharges pré-incident à 15 h 36 HAE et a appelé PJM au moment même où la ligne Star-South Canton, une des lignes AEP/FE dont il était question, tombait hors circuit et poussait vers ses limites de surcharge nominale la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE. Comme on se préoccupait surtout de l'impact de la perte de Sammis-Star qui pouvait surcharger Star-South Canton, on a reconnu l'existence d'un grave problème de réseau auquel aucune solution ne s'offrait d'emblée. Par la suite, vers 15 h 50 HAE, la conversation a porté sur des situations d'urgence (des lignes à 138 kV tombaient hors circuit et plusieurs autres lignes se trouvaient en surcharge), mais on n'a trouvé aucun moyen pratique de s'attaquer à ces surcharges par-delà les frontières des territoires des services d'électricité et des coordonnateurs de la fiabilité. **Recommandation 20, page 178**.

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Dans sa zone de contrôle, FE est demeurée inconsciente de la précarité de son réseau où de grandes lignes tombaient hors service, où les tensions se dégradaient et où les autres lignes subissaient d'importantes surcharges. Les transcriptions indiquent que les opérateurs de FE savaient que les tensions dégringolaient et que les clients se heurtaient à des difficultés après la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper (à 15 h 32 HAE). Ils ont envoyé du personnel dans les postes électriques, ne croyant pas qu'ils pourraient visualiser ces postes avec leurs outils de collecte de données. Ils parlaient aussi aux clients. Rien n'indique cependant qu'ils aient vu dans cette situation une urgence possible avant 15 h 45 HAE environ, heure à laquelle le superviseur de quart a informé son supérieur que tout indiquait que le réseau semblait sur le point de tomber; même là, FE a pu voir que son réseau était en difficulté, mais elle n'a jamais officiellement déclaré se trouver en situation d'urgence appelant l'adoption de mesures d'intervention exceptionnelles.

Les procédures et les protocoles internes du centre de commande de FE ne préparaient pas suffisamment à la constatation et à la prise en charge de l'urgence du 14 août. Tout au long de l'après-midi ce jour-là, les indications abondaient au sujet de la défaillance des fonctions essentielles du système d'alarme et de la perte progressive de fiabilité du réseau de transport de FE. Toutefois, FE n'a su faire le lien entre ces diverses indications que lorsqu'elle a perdu des pièces maîtresses de son réseau. Elle y est parvenue quelques minutes à peine avant que de nouvelles pannes ne déclenchent la cascade de la panne générale. Les indices de dégradation du système d'alarme du SGE et du réseau de transport sont parvenus au centre de commande de FE en provenance de clients, de centrales, d'AEP, de MISO et de PJM. Malgré ces indications et à cause d'un certain nombre de facteurs liés, FE n'a pas pris la mesure de la situation d'urgence qui se présentait à elle. **Recommandations 20, 22 et 26, pages 178, 179 et 182**.

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Le facteur premier à l'origine de ce retard d'évaluation et de synthèse des indications reçues a été le manque d'échange d'information entre les opérateurs de FE. Si on prend connaissance des interviews de ces opérateurs et de l'analyse des transcriptions téléphoniques, il paraît évident que les intéressés ont rarement communiqué les indices essentiels à leurs collègues du centre de commande. Ce partage insuffisant de l'information peut s'expliquer par les facteurs suivants : **Recommandation 26, page 182**.

1. Il y a séparation physique des opérateurs (le responsable de la fiabilité qui est chargé de la planification des tensions est à l'opposé des opérateurs du réseau de transport).
2. Il n'y a pas de registre électronique commun (consultable par tous), FE optant plutôt pour des registres manuscrits séparés.[40]

3. Il n'y a pas de procédures d'information systématique du personnel au changement des quarts.

4. Les opérateurs ne sont pas fréquemment formés à l'analyse de scénarios d'urgence, à la constatation et à la solution de problèmes de fausses données et à l'importance des échanges de renseignements essentiels dans tout le centre de commande.

FE a des plans et des procédures écrits d'intervention en cas d'insuffisance de ressources, de chute de tension ou de surcharge avec, entre autres, des consignes de réglage des génératrices et de délestage des charges de puissance garantie. Une fois la ligne Star-South Canton perdue, les tensions sont tombées sous les valeurs limites et plusieurs surcharges de ligne se sont produites. FE n'a cependant appliqué, le 14 août, aucune des procédures établies, ignorant la plupart du temps que l'état de son réseau appelait un tel traitement.

Quelle formation les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité avaient-ils reçu pour constater les situations d'urgence et y réagir? FE comptait sur l'expérience acquise en cours d'emploi comme formation pour ses opérateurs dans l'exécution des tâches d'une journée normale, mais elle n'avait jamais connu de perturbations importantes dans son réseau et n'avait organisé ni la formation en simulation ni la préparation directe pour cette constatation et cette réaction. Malgré le fait que tous les opérateurs de FE et de MISO visés avaient reçu une certification de NERC, celle-ci ne concerne que des aspects d'exploitation de base et elle ne fournit aucune information sur le fonctionnement en cas d'urgence. Aucun des groupes d'opérateurs ne disposait de la formation, de la documentation ou de l'expérience pouvant leur permettre de faire face à une urgence de cette nature et de cette ampleur. **Recommandation 20, page 178**.

Cause 4: Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

MISO a eu les mains liées, n'ayant pas nettement la visibilité, la responsabilité, l'autorité ni la capacité pour prendre les mesures qu'imposaient les circonstances. Il disposait d'outils d'interprétation et d'application et d'une abondance de données sur le réseau, mais il avait aussi une vue limitée du réseau de FE. Dans son rôle de coordonnateur de la fiabilité pour FE, sa tâche principale consistait à concevoir et à réaliser des plans d'ACT, à constater et à résoudre des problèmes de congestion dans des circonstances moins dramatiques de perte de fiabilité et avec des périodes d'établissement de solutions plus longues que celles du 14 août, ainsi qu'à fournir de l'aide au besoin.

Tout au long de la journée du 14 août, la plupart des grandes fonctions du SGE de FE ont bien fonctionné. Le système communiquait automatiquement des données précises en temps réel sur l'état du réseau de FE aux ordinateurs d'AEP, de MISO et de PJM. Les opérateurs de FE n'ont pas cru avant 15 h 42 HAE que les pannes de lignes de transport signalées par AEP et MISO étaient bien réelles, c'est-à-dire après les conversations de FE avec les centres de commande d'AEP et de MISO et les appels de ses techniciens TI indiquant la défaillance des alarmes. C'est alors que les opérateurs de FE ont commencé à se demander si leur réseau n'était pas en danger, mais ils n'ont rien fait pour rétablir les lignes de transport perdues, pour alerter clairement leur coordonnateur de la fiabilité ou les réseaux voisins ni pour prendre d'autres mesures correctives possibles (délestages, par exemple) pour stabiliser le réseau.

Étape 4 : Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 h 39 à 16 h 8 HAE

Aperçu de cette étape

À mesure que les lignes à 345 kV de FE dans le secteur de Cleveland tombaient hors circuit, les charges augmentaient et les tensions diminuaient dans le réseau annexe à 138 kV desservant les régions de Cleveland et d'Akron, et surchargeaient ainsi les lignes. À 15 h 39 HAE, la première de 16 lignes à 138 kV est tombée en panne (figure 5.13). Les données de relais indiquent que chacune de ces lignes a été mise à la terre, ce qui démontre qu'elles se sont suffisamment affaissée pour entrer en contact avec quelque chose sous la ligne.

La figure 5.14 montre comment les tensions se sont dégradées aux principales barres omnibus à 138 kV à mesure que se perdaient les lignes à 345 et à 138 kV. Dans cette cascade de pannes, les baisses de tension ont fait qu'un certain nombre de grands consommateurs industriels dont le matériel est sensible aux variations de tension se sont automatiquement mis hors circuit pour protéger leurs installations. À mesure que les lignes à 138 kV s'ouvraient, la panne a frappé la

Figure 5.13 Chronologie de l'étape 4

clientèle d'Akron et de l'ouest et du sud de cette ville, coupant une charge d'environ 600 MW.

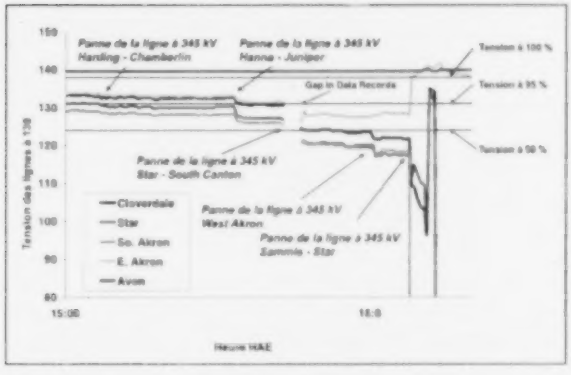
Grands événements de l'étape 4

Entre 15 h 39 et 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV sont tombées hors circuit :

4A) 15 h 39 min 17 s HAE : la ligne à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée aux deux extrémités après s'être affaissée sur une ligne de distribution annexe.

15 h 42 min 5 s HAE : la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée.

Figure 5.14 Tensions sur les lignes à 138 kV de FirstEnergy : Répercussions sur les pannes de lignes



15 h 44 min 40 s HAE : la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et verrouillée.

4B) 15 h 42 min 49 s HAE : la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale s'est ouverte et refermée.

15 h 45 min 39 s HAE : la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale est tombée hors circuit et s'est verrouillée.

4C) 15 h 42 min 53 s HAE : la ligne à 138 kV Cloverdale-Torrey est tombée hors circuit.

4D) 15 h 44 min 12 s HAE : la ligne à 138 kV East Lima-New Liberty s'est ouverte après s'être affaissée sur une ligne de distribution annexe.

4E) 15 h 44 min 32 s HAE : la ligne à 138 kV Babb-West Akron s'est mise hors circuit par mise à la terre et s'est verrouillée.

4F) 15 h 45 min 40 s HAE : le transformateur à 345/138 kV Canton Central est tombé hors circuit et s'est verrouillé en raison d'un disjoncteur de circuit à 138 kV fonctionnant à plusieurs reprises, ce qui a alors ouvert la ligne vers le poste Cloverdale de FE.

4G) 15 h 51 min 41 s HAE : la ligne à 138 kV East Lima-North Findlay s'est ouverte, probablement en raison d'un affaissement, et refermée seulement à l'extrémité d'East Lima.

4H) 15 h 58 min 47 s HAE : la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron tombe hors circuit.

Nota : À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV Fostoria Central-North Findlay s'est ouverte et refermée, mais ne s'est jamais verrouillée.

À 15 h 59 min HAE, la perte de la barre omnibus de West Akron en raison d'une panne de disjoncteur, a causé la panne de cinq autres lignes à 138 kV :

4I) 15 h 59 HAE : la barre omnibus à 138 kV de West Akron est tombée hors circuit et a dégagé les disjoncteurs de la barre omnibus de la ligne à 138 kV de West Akron.

4J) 15 h 59 HAE : le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Aetna s'est ouvert.

4K) 15 h 59 HAE : le circuit de la ligne à 138 kV Barberton s'est ouvert seulement à l'extrémité de West Akron. Le disjoncteur de la jonction à 138 kV West Akron-B18 s'est ouvert, causant la panne des transformateurs 3, 4 et 5 à 138/12 kV de West Akron à partir de Barberton.

4L) 15 h 59 HAE : le circuit West Akron-Granger-Stoney-Brunswick-West Medina s'est ouvert.

4M) 15 h 59 HAE : le circuit de la ligne est à 138 kV (Q22) West Akron-Pleasant Valley s'est ouvert.

4N) 15 h 59 HAE : le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Rosemont-Pine-Wadsworth s'est ouvert.

De 16 h à 16 h 8 min 59 s HAE, quatre lignes à 138 kV sont tombées hors circuit et la ligne à 345 kV Sammis-Star a subi une panne en raison d'un courant élevé et d'une faible tension :

4O) 16 h 05 HAE : la ligne à 138 kV Dale-West Canton est tombée hors circuit en raison d'un affaissement sur un arbre et s'est refermée seulement à l'extrémité de West Canton.

4P) 16 h 05 min 57 s HAE : la ligne à 345 kV Sammis-Star tombe hors circuit.

4Q) 16 h 6 min 02 s HAE : la ligne à 138 kV Star-Urban tombe hors circuit.

4R) 16 h 6 min 9 s HAE : la ligne à 138 kV Richland-Ridgeville-Napoleon-Stryker est tombée hors circuit et en verrouillage à tous ses points terminaux.

4S) 16 h 8 m 58 s HAE : la ligne à 138 kV Ohio Central-Wooster tombe hors circuit.

Nota : À 16 h 8 min 55 s HAE, la ligne à 138 kV East Wooster-South Canton est tombée hors circuit, mais a pu être automatiquement refermée.

4A à 4H - Pannes des lignes Pleasant Valley-Chamberlin-West Akron

De 15 h 39 à 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV du nord de l'Ohio sont tombées hors circuit et se sont verrouillées. À 15 h 45 min 41 s HAE, le circuit de la ligne à 345 kV Canton Central-Tidd s'est ouvert pour se refermer à 15 h 46 min 29 s HAE, car le poste CB « AI » à 345/138 kV de Canton Central s'est ouvert à plusieurs reprises, causant une dépression d'air qui a empêché le déclenchement des disjoncteurs. C'est ainsi que les transformateurs à 345/138 kV de Canton Central se sont déconnectés pour rester hors service, affaiblissant encore plus le réseau à 138 kV du secteur Canton-Akron. À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.

4I à 4M - Défaillance de disjoncteur du transformateur de West Akron et pannes de lignes

À 15 h 59 HAE, la barre omnibus à 138 kV de West Akron de FE s'est déclenchée par défaut du disjoncteur du transformateur n° 1 de cette zone, ce qui a causé l'ouverture des circuits des cinq autres lignes à 138 kV reliées au poste de West Akron. Les transformateurs à 138/12 kV sont demeurés en circuit avec la ligne à 138 kV Barberton-West Akron, mais le passage du couramt vers le transformateur n° 1 à 138/69 kV de la zone a été interrompu.

4O et 4P - Panne de la ligne à 138 kV Dale-West Canton et de la ligne à 345 kV Sammis-Star

À la suite de la panne de la ligne Cloverdale-Torrey à 15 h 42 HAE, la ligne Dale-West Canton a été la plus surchargée de tout le réseau de FE. Elle a résisté à une surcharge excessive allant de 160 % à 180 % de la valeur normale jusqu'à ce qu'elle tombe hors circuit à 16 h 5 min 55 s HAE. La perte de cette ligne a eu d'importantes répercussions sur le secteur et les tensions se sont largement dégradées. Le reste du réseau à 345 kV a absorbé plus de puissance, poussant la charge de la ligne Sammis-Star à plus de 120 % de sa valeur normale. Deux secondes après, à 16 h 5 min 57 s HAE, cette ligne est tombée hors circuit. À la différence des trois lignes à 345 kV qui étaient tombées en panne par court-circuit à la terre à la suite de contacts avec des arbres, la ligne Sammis-Star a été perdue parce que ses relais de protection ont enregistré une faible

impédance apparente (tension en baisse divisée par un débit anormalement en hausse). Dans ce cas, les relais ont réagi comme si ce débit excessif avait été provoqué par un court-circuit. Bien que trois autres lignes à 138 kV devaient tomber rapidement en Ohio après la panne de la ligne Sammis-Star, la perte de cette ligne a été le point de départ depuis le nord-est de l'Ohio d'une cascade de pannes dont ont été victimes le nord-est des États-Unis et l'Ontario.

Perte des lignes de transport à 138 kV

Cause 1: Compréhension insuffisante du réseau

S'il y a eu mise hors circuit de lignes à 138 kV à partir de 15 h 39 HAE, c'est que les pannes des lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Juniper et Star-South Canton ont mis ce réseau en surcharge, avec un débit d'électricité en direction nord vers les charges d'Akron et de Cleveland. La modélisation indique que la remise en service de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper ou Harding-Chamberlin aurait réduit – sans les éliminer – toutes les surcharges du réseau à 138 kV. En théorie, on peut dire que le rétablissement de ces deux lignes aurait ramené toutes les lignes à 138 kV dans les limites de leurs valeurs d'exception.

Cause 2: Connaissance insuffisante de la situation

Il reste que ces trois lignes à 345 kV avaient déjà été dégradées par contact avec des arbres. À supposer que FE ait su qu'elles étaient tombées en panne, il est peu probable que FE aurait pu en rétablir une seule. Comme le circuit de la ligne Star-South Canton avait déjà été ouvert et refermé trois fois, il était tout aussi improbable qu'un opérateur connaissant cette situation aurait suffisamment compté sur cette ligne pour la faire fonctionner en toute sécurité dans de telles conditions. Des scénarios de redistribution de production n'auraient pu à eux seuls résoudre les problèmes de surcharge, mais la modélisation indique que, si on avait procédé à des délestages dans les secteurs de Cleveland et Akron, on aurait pu ramener la plupart des charges de lignes dans les limites des valeurs d'exception et donc aider à stabiliser le réseau. Toutefois, le nombre de délestages à prévoir s'est rapidement accru à mesure que le réseau de FE défaillait.

Prévention de la panne générale au moyen de délestage

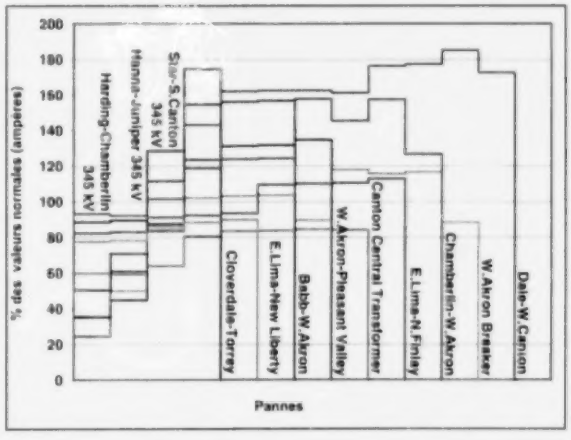
Cause 1: Compréhension insuffisante du réseau

L'équipe d'enquête a examiné si un délestage avant la perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star à 16 h 5 min 57 s HAE aurait pu empêcher cette perte. L'équipe a trouvé qu'une charge de 1 500 MW aurait dû être délestée dans la région de Cleveland-Akron pour rétablir la tension à la barre omnibus Star de 90,8 % (120 % de la valeur d'ampérage normale et d'exception) jusqu'à 95,9 % (101 % de la valeur d'ampérage normale et d'exception) . Les analyses P-V et V-Q mentionnées dans le chapitre 4 ont indiqué que la tension de fonctionnement minimale pour les barres omnibus à 345 kV dans la région de Cleveland-Akron est de 95 %. L'équipe a conclu qu'étant donné que la panne de la ligne à 345 kV Sammis-Star était l'événement crucial menant à la cascade généralisée en Ohio et ailleurs, si un délestage manuel ou automatique de 1 500 MW s'était produit dans la région de Cleveland-Akron avant cette panne, la panne générale aurait pu être évitée. **Recommandations 8, 21 et 23, pages 166, 178 et 180**

Panne de la ligne à 345 kV Sammis-Star

La figure 5.15 extraite de la modélisation de l'équipe d'enquête indique comment le courant s'est déplacé dans les lignes à 345 kV et les principales lignes à 138 kV de FE dans le nord-est de l'Ohio à mesure que

Figure 5.15 Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV



se propageaient les pannes. Toutes les lignes étaient en charge normale après le verrouillage de la ligne Harding-Chamberlin, mais après la panne de la ligne Hanna-Juniper à 15 h 32 HAE, la ligne à 345 kV Star-South Canton et trois lignes à 138 kV ont dépassé les valeurs normales de charge. Après que la ligne Star-South Canton est tombée en verrouillage à 15 h 41 HAE dans ses limites d'exception, cinq lignes à 138 kV et la ligne à 345 kV Sammis-Star se sont trouvées en surcharge. Comme on peut le voir dans le graphique, c'est à ce stade que toute nouvelle panne de ligne a fait grimper les charges des autres, dont certaines se trouvaient bien à plus de 150 % de leurs valeurs normales lorsqu'elles ont été à leur tour victimes de pannes. La ligne à 345 kV Sammis-Star est demeurée en service jusqu'à 16 h 5 min 57 s HAE (heure de sa mise hors circuit).

FirstEnergy n'avait pas de plan de délestage automatique en vigueur et n'a pas tenté d'amorcer un délestage manuel. Comme les chapitres 4 et 5 l'ont établi, après la perte de la ligne Sammis-Star, la possibilité d'éviter la cascade à venir grâce au délestage a été éliminée. Dans les six minutes suivant ces surcharges, des tensions extrêmement faibles, de grandes variations de puissance et la mise hors circuit accélérée des lignes allaient provoquer des sectionnements et une panne générale dans l'Interconnexion de l'Est. **Recommandation 21, page 178**.

Renvois

[1] Visite du Département de l'Énergie à FE le 8 octobre 2003 : Steve Morgan.

[2] Visite du Département de l'Énergie à FE le 3 septembre 2003. Interview de Hough : « Lorsqu'on lui a demandé si les tensions paraissaient inhabituelles, il a déclaré qu'on pouvait s'attendre à un certain affaissement par temps très chaud, mais que le 14 août les tensions ne semblaient pas anormalement faibles. » Interview de Spidle : « Les tensions de la journée n'étaient pas particulièrement mauvaises. »

[3] Guide d'exploitation en vigueur le 3 mars 2003. Process flowcharts : Voltage Control and Reactive Support – Plant and System Voltage Monitoring Under Normal Conditions.

[4] 14 h 13 min 18 s. Voie 16 – Sammis 1. 13 h 15 min 49 s / voie 16 – West Lorain (le coordonnateur de FE dit : « Merci, les tensions commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 16 min 44 s. Voie 16 – Eastlake (conversation avec deux opérateurs) (le coordonnateur dit : « La charge est bien supérieure à ce que nous pensions avoir. » « Les lignes commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 20 min 22 s. Voie 16 – Coordonnateur à Berger / 13 h 22 min 7 s. Voie 16 – « centre de commande » (le coordonnateur dit : « Nous nous affaissons dans tout le réseau. J'ai besoin d'aide »). / 13 h 23 min 24 s. Voie 16 – « centre de commande, Tom » / 13 h 24 min 38 s. Voie 16 – « unité 9 » / 13 h 26 min 04 s. Voie 16 – « Dave » / 13 h 28 min 40 s. Voie 16 « commande Troy. » Note générale au registre de répartition du coordonnateur de la fiabilité.

[5] Exemple à 13 h 33 min 40 s, voie 3, transcriptions de FE.

[6] Visite de l'équipe d'enquête à MISO, entrevues de Walsh et Seidu.

[7] FE réalisait une estimation d'état toutes les 30 minutes, ce qui servait de matériel pour réaliser les analyses d'incidents. Dans le système d'analyse d'incidents de FE, on se sert de données du système SCADA et du SGE pour constater toute surcharge attribuable à diverses pannes de ligne ou d'équipement. FE indique avoir eu des problèmes avec le mode automatique d'analyse d'incidents depuis l'installation de ce système en 1995. Ainsi, les opérateurs ou les ingénieurs faisaient cette analyse en mode manuel, et on s'attendait à ce qu'ils la fassent chaque fois qu'ils avaient des doutes sur l'état du réseau. Les interviews menées par l'équipe d'enquête auprès du personnel de FE montrent que le modèle d'analyse d'incidents fonctionnait sans doute, mais qu'il n'a pas été consulté à quelque moment que ce soit l'après-midi du 14 août.

[8] Après que la ligne Stuart-Atlanta est tombée hors circuit, la Dayton Power & Light n'a pas immédiatement produit d'état à jour de la disponibilité des installations à l'aide d'une formule type qui entre le changement d'état dans le SDX (System Data Exchange - la base de données du NERC qui livre de l'information en temps réel sur l'état des installations du réseau), lequel relaie cette indication aux coordonnateurs de la fiabilité et aux centres de commande. Après que son estimateur d'état n'ait pas pu produire de bonne solution, MISO a vérifié dans le SDX si on avait bien constaté toutes les installations disponibles et toutes les pannes, mais n'y a pas trouvé d'indications sur la panne de la ligne Stuart-Atlanta.

[9] Visite de l'équipe d'enquête, interviews auprès du personnel de FE les 8 et 9 octobre 2003.

[10] Visite du Département de l'Énergie à FirstEnergy, 3 septembre 2003, interview de David M. Elliott.

[11] Rapport de FE, *Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003*, point 1, section 4.2.11.

[12] Interviews de l'équipe d'enquête à FE, 8 et 9 octobre 2003.

[13] Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003. FE a dit à l'équipe d'enquête que ce

dysfonctionnement avait été découvert pendant une post-vérification du SGE. Dans le rapport de FE (*Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003*), on dit aussi que cette conclusion repose sur l'étude des bandes des enregistreurs le 14 août 2003 (page 23), et non pas qu'une enquête a eu lieu à la suite de déclarations des opérateurs d'une telle panne.

[14] Dans une conversation entre un Phil et un Tom, on parle de « tracé plat » à 15 h 1 min 33 s, voie 15. Il n'est nullement fait mention du système de commande de la production ou d'ACG dans les interviews menées sur place par le Département de l'Énergie auprès du coordonnateur de la fiabilité.

[15] Rapport de FE intitulé Investigation of *First Energy's Energy Management System Status ou August 14, 2003*

[16] Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003, interview de Sanicky : « Selon son expérience, il n'y a rien d'inhabituel à ce qu'un système d'alarme tombe en panne. Souvent, les signaux d'alarme se mettent à jour lentement ou peuvent disparaître entièrement. Son expérience comme opérateur d'un système en temps réel lui dit qu'une panne du système d'alarme n'a rien pour l'étonner. » Même document, interview de Mike McDonald : « FE a déjà eu des serveurs en panne en même temps. Le principal problème pour eux c'est qu'ils ne recevaient pas de nouvelles alarmes. »

[17] Dans un redémarrage à froid du système XA21, tous les nœuds (ordinateurs, consoles, etc.) du système sont mis d'abord à l'arrêt et ensuite redémarrés. Autre possibilité, on peut redémarrer à chaud un nœud du XA21 en le mettant successivement à l'arrêt et en marche ou en réinitialisant en état d'arrêt un seul nœud de ce système. Une telle réinitialisation peut prendre de 20 minutes à plus d'une heure et, pendant ce temps, le système est indisponible aux opérateurs du centre de commande qui doivent contrôler ou commander le réseau. Tous les redémarrages des techniciens TI de soutien du SGE de FE ont été des redémarrages à chaud le 14 août.

[18] Le redémarrage à froid a eu lieu tôt le matin du 15 août et a permis de corriger le problème du système d'alarme comme on l'espérait.

[19] Exemple à 14 h 19, voie 14, transcriptions de FE.

[20] Exemple à 14 h 25, voie 8, transcriptions de FE.

[21] Exemple à 14 h 32, voie 15, transcriptions de FE.

[22] *Interim Report, Utility Vegetation Management*, Groupe de travail Etats-Unis-Canada sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, page 7.

[23] Transcription par l'équipe d'enquête de la réunion du 9 septembre 2003, commentaires de Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique :

M. Morgan : Si on considère les antécédents de pannes d'une certaine durée de ces lignes en 2001, 2002 et 2003 jusqu'à août 2003, on peut voir qu'il n'y a pas eu de pannes de Harding-Chamberlin en deux ans et demi. Hanna-Juniper en a eu six en 2001; leur durée a varié de 4 à 34 minutes. Deux sont d'origine inconnue, une panne a été causée par la foudre, une autre par la défaillance d'un relais et deux, enfin, tiennent en réalité à un mauvais fonctionnement de programme de relais. Elles appartiennent à la catégorie « autres »; c'est généralement ce qui se produit en cas de mauvais fonctionnement de relais, et je ne vois pas si c'est particulier.

Star-South Canton n'a pas eu de pannes d'une certaine durée dans cette même période de deux ans et demi, pas plus que la ligne Sammis-Star dont nous n'avons pas encore parlé.

Est-ce donc normal? Non, mais des lignes à 345 kV tombent en panne, le phénomène n'est donc pas inconnu. »

[24] *Utility Vegetation Mgmt Final Report* CN Utility Consulting, Mars 2004, page 32.

[25] *FE MISO Findings*, page 11.

[26] FE menait ses activités d'élagage sur une période de cinq ans. Dans la ligne Hanna-Juniper, l'équipe d'élagage défrichait l'emprise à trois travées de distance le 14 août lorsque le contact a eu lieu. Équipe d'enquête, transcription de la réunion du 9 septembre 2003, et discussion de l'équipe avec le contremaître de l'équipe d'élagage.

[27] Selon le document *FE MISO Findings*, page 11.

[28] *Interim Report, Utility Vegetation Management*, Groupe de travail Etats-Unis-Canada sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, page 6.

[29] Équipe d'enquête, transcriptions de la réunion du 9 septembre 2003, Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique de FirstEnergy :

M. Benjamin : Steve, je veux être sûr de vous avoir bien compris : vous avez indiqué que, une fois la ligne Hanna-Juniper hors circuit, il n'y a pas vraiment eu de problèmes de tension réseau tant que la ligne Star-South Canton a fonctionné. Mais les opérateurs savaient-ils que, avec Hanna-Juniper en panne ou en cas de mise hors circuit de Star-South Canton, ils sortiraient des limites de fonctionnement?

M. Morgan : Pour répondre à cette question, il aurait fallu une analyse d'incidents probablement sur commande pour cette opération. Je n'ai pas l'impression qu'une telle analyse, et sûrement pas une analyse sur commande, aurait pu s'exécuter dans ce laps de temps. Autrement que par expérience, je ne sais pas s'ils auraient été en mesure de répondre à la question. Et ce que je sais du dossier, pour le moment, me fait croire

qu'ils ne faisaient pas d'analyse d'incidents sur commande.

M. Benjamin : Auraient-ils pu le faire?

M. Morgan : Sans doute oui.

M. Benjamin : Vous avez tous les outils pour le faire?

M. Morgan : Ils ont tous les outils et toute l'information est là. Et si l'estimateur d'état produit de bonnes solutions et que toutes les données sont à jour, ils auraient sûrement pu le faire. J'ajouterai qu'il n'y a pas que ces outils, puisqu'ils ont aussi accès au modèle de planification de charges et de débits qui, effectivement, peut faire la même chose – avec une pleine charge de modélisation s'ils le désirent.

[30] Exemple relevé en synchronisation à 14 h 32 (de 13 h 32), n° 18 041 TDCE2 283.wav, transcriptions d'AEP.

[31] Exemple relevé en synchronisation à 14 h 19, n° 2 020 TDCE1 266.wav, transcriptions d'AEP.

[32] Exemple à 15 h 36, voie 8, transcriptions de FE.

[33] Exemple à 15 h 41 min 30 s, voie 3, transcriptions de FE.

[34] Exemple relevé en synchronisation à 15 h 36 (de 14 h 43), voie 20, transcriptions de MISO.

[35] Exemple à 15 h 42 min 49 s, voie 8, transcriptions de FE.

[36] Exemple à 15 h 46, voie 8, transcriptions de FE.

[37] Exemple à 15 h 45 min 18 s, voie 4, transcriptions de FE.

[38] Exemple à 15 h 46, voie 8, transcriptions de FE.

[39] Exemple à 15 h 50 min 15 s, voie 12, transcriptions de FE.

[40] Exemple relevé en synchronisation à 15 h 48 (de 14 h 55), voie 22, transcriptions de MISO.

[41] Exemple à 15 h 56 min, voie 31, transcriptions de FE.

[42] Transcriptions de FE à 15 h 45 min 18 s, voie 4, et à 15 h 56 min 49 s, voie 31.

[43] Les registres des opérateurs du centre de commande de FE en Ohio indiquent que le pupitre ouest savait que le système d'alarme était en panne à 14 h 14, mais que le pupitre est l'avait appris, lui, à 15 h 45. Précisons cependant que ces entrées auraient pu se faire après coup.

[44] L'équipe d'enquête a établi que FE avait pour la ligne Sammis-Star des valeurs différentes de celles qu'utilisaient MISO et PJM dans les calculs de coordination de la fiabilité, ou encore son voisin AEP. Plus précisément, FE supposait dans l'exploitation estivale de cette ligne à 345 kV que ses valeurs normale et de surcharge étaient toutes deux fixées à 1 310 MVA. En revanche, MISO, PJM et AEP utilisaient pour cette même ligne une valeur nominale normale plus prudente de 950 MVA et une valeur de surcharge nominale de 1 076 MVA. Le propriétaire du réseau (FE en l'occurrence) fixe les valeurs des lignes. On n'a pu déterminer quand et pourquoi les valeurs avaient été modifiées sans être communiquées à tous les intéressés.

6. Propagation en cascade de la panne

Le chapitre 5 a montré comment des problèmes non résolus dans le nord de l'Ohio s'étaient aggravés jusqu'à 16 h 5 min 57 s HAE, heure limite à laquelle une panne en cascade aurait pu être évitée. Toutefois, le groupe de travail a aussi voulu comprendre comment et pourquoi la cascade avait pris de l'ampleur et pourquoi elle s'était arrêtée à l'endroit où elle l'a fait. Comme on le verra ci-dessous, l'enquête a fait ressortir la séquence des événements et a montré comment la cascade s'était propagée et s'était finalement arrêtée dans chaque grande région géographique.

En se fondant sur l'enquête menée jusqu'à présent, l'équipe d'enquêteurs conclut que la cascade s'est répandue au-delà de l'Ohio et a causé une panne d'une telle envergure, en raison de trois raisons principales. Premièrement, la perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star en Ohio, à la suite de la perte d'autres lignes de transport et de faibles tensions dans l'État de l'Ohio, a entraîné la perte de plusieurs autres lignes. Deuxièmement, la plupart des lignes clé qui sont tombées entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min 38 s HAE fonctionnaient avec des relais d'impédance de zone 3 (ou des relais de zone 2 programmés pour fonctionner comme des relais de zone 3) qui réagissaient aux surcharges plutôt qu'aux vraies anomalies du réseau. La vitesse à laquelle les lignes sont tombées a accéléré la propagation de la cascade au-delà de la zone Cleveland-Akron. Troisièmement, les preuves amassées indiquent que les réglages des relais de protection des lignes de transport, des génératrices et du délestage automatique dû à une baisse de fréquence dans le Nord-Est ne sont peut-être pas entièrement adéquats et ne sont certainement pas coordonnés et intégrés pour réduire la probabilité et les conséquences d'une panne en cascade; ils n'ont par ailleurs pas été conçus à cet effet. Ces questions font l'objet d'une étude poussée ci-dessous.

Cette analyse se base sur un examen approfondi des événements de la cascade, complété par une modélisation mathématique complexe et détaillée des phénomènes électriques qui se sont produits. Lorsque ce rapport a été fini, la modélisation s'était poursuivie jusqu'à 16 h 10 min 40 s HAE et se continuait. Ce chapitre se base donc sur la modélisation (expliquée plus bas) jusqu'à cette heure-là. Ce qui s'est produit après cette heure-là ne s'explique que selon les meilleures hypothèses basées sur les données disponibles à l'équipe d'enquêteurs, et sera confirmé ou modifié une fois la modélisation terminée. Cependant, la simulation de ces événements est si compliquée qu'il sera peut-être impossible de prouver ces théories, ou d'autres, sur les événements qui se sont déroulés rapidement le 14 août. Les derniers résultats de modélisation seront publiés par le NERC sous la forme d'un rapport technique dans plusieurs mois.

Pourquoi une panne localisée se transforme-t-elle en cascade?

Chaque panne est unique. Les événements déclencheurs varient, et ces événements comprennent notamment des actions ou des omissions des exploitants du réseau, la topologie de celui-ci et les équilibres entre la charge et la production d'énergie. D'autres facteurs interviennent également, comme la distance entre les centrales de production et les grands centres de consommation, les profils de tension du réseau, ainsi que les types et les réglages des relais protecteurs présents dans le réseau.

Beaucoup de pannes de grande envergure commencent par des court-circuits (fuites à la terre) en succession sur plusieurs lignes de transport, qui résultent quelquefois de causes naturelles comme la foudre ou le vent ou, comme le 14 août dernier, d'une gestion inadéquate de la végétation dans le corridor des lignes de transport. Une fuite à la terre provoque une intensification du courant et une baisse de la tension sur la ligne en cause. Le cas échéant, un des relais qui protègent la ligne détecte l'anomalie et actionne immédiatement les disjoncteurs pour isoler la ligne du reste du réseau.

Une panne en cascade est un phénomène dynamique qui ne peut pas être arrêté par une intervention humaine une fois qu'il a commencé. La panne en cascade survient lorsque plusieurs lignes de transport et génératrices dans une grande région géographique donnée tombent les unes après les autres. Une cascade peut trouver son origine dans quelques événements déclencheurs, comme on l'a vu le 14 août dernier. Les oscillations de puissance et les fluctuations de tension provoquées par ces incidents ont amené les relais protecteurs des autres lignes à détecter des courants élevés et des tensions basses qui leur sont apparus comme des fuites à la terre, même s'il n'y avait pas réellement de fuite sur ces lignes. Lors d'un épisode en cascade, les génératrices se mettent hors circuit les unes après les autres pour se protéger des graves oscillations de puissance et de tension. Les systèmes de protection à relais fonctionnent bien pour protéger les lignes et les

génératrices de tout dommage et les isoler du réseau dans des conditions stables normales.

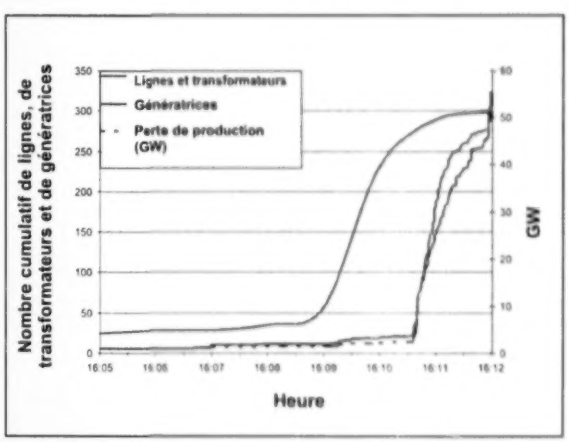
Toutefois, lorsque les critères de conception et d'exploitation des réseaux d'énergie sont transgressés à la suite d'une multitude de pannes survenant au même moment, les relais protecteurs qui mesurent la basse tension et la haute tension ne peuvent pas faire la différence entre le type de courant et de tension résultant d'une panne en cascade et ceux provoqués par une fuite à la terre. Ceci entraîne la mise hors circuit de plus en plus de lignes et de génératrices, augmentant l'étendue de la panne.

Comment la panne a-t-elle évolué le 14 août?

Une série de pannes dans le nord de l'Ohio à partir de 15 h 5 HAE a entraîné des charges importantes sur des circuits parallèles, entraînant la mise hors-circuit et le vérrouillage de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE à 16 h 5 min 57 s HAE. C'est cet événement qui a déclenché une cascade d'interruptions de service dans le réseau haute tension. En moins de sept minutes, cette cascade a entraîné des fluctuations électriques et des mises hors circuit d'installations qui ont eu pour effet d'étendre la panne de la région Cleveland-Akron à une grande partie du nord-est des États-Unis et du Canada. À 16 h 13 min HAE, plus de 508 génératrices dans 265 centrales électriques étaient hors service et des dizaines de millions de personnes n'avaient plus d'électricité au Canada et aux États-Unis.

Les événements de la panne en cascade ont commencé relativement doucement, mais se sont étendus rapidement. La figure 6.1 montre comment le nombre de lignes et de génératrices mises hors service est resté

Figure 6.1 Taux de lignes et de génératrices mises hors circuit lors de la cascade



relativement bas lorsque la panne était en Ohio, mais comment il a augmenté rapidement après 16 h 8 min 59 s HAE. Seulement trois minutes plus tard, la cascade était finie.

Le chapitre 5 montre les quatre étapes qui ont mené au début de la cascade vers 16 h 6 min HAE. Après 16 h 6 min HAE, la cascade a évolué en trois étapes distinctes :

- **Étape 5.** L'effondrement du réseau de transport de FE induit une crête de courant massive et imprévue dans toute la région. Peu de temps avant l'événement, des courants électriques de forte intensité (ce qui est normal) circulaient dans le réseau de FE, des génératrices du sud (Tennessee et Kentucky) et de l'ouest (Illinois et Missouri) vers les postes de distribution du nord de l'Ohio, de l'est du Michigan et de l'Ontario. Plusieurs lignes du nord de l'Ohio ont été mises hors circuit sous ces fortes charge et de façon accélérée par l'impact des relais d'impédance de la région 3. Ceci a causé une série de changements dans la répartition de puissance et les charges, mais le réseau s'est stabilisé après chacun d'eux.
- **Étape 6.** Après 16 h 10 min 36 s HAE, les apports supplémentaires de puissance causés par les pannes du réseau de FE ont amené les relais d'impédance des lignes voisines à y voir des surcharges et à couper le courant. Il en est résulté une série de chutes de lignes dans l'ouest de l'Ohio qui ont séparé le réseau d'AEP du réseau de FE. Les mises hors circuit de lignes se sont ensuite déplacées vers le nord, dans le Michigan, créant une division entre l'est et l'ouest du Michigan, causant une inversion de courant au Michigan vers Cleveland. La plupart de ces chutes de lignes venaient des relais d'impédance de la zone 3 qui ont accéléré la vitesse des chutes de lignes et ont réduit le temps probable qui aurait pu servir aux opérateurs de réseaux à identifier le problème grandissant et à le contenir.

  Avec la rupture des voies de circulation en provenance de l'ouest, une immense crête de puissance partie du réseau de PJM a traversé l'État de New York et l'Ontario et, décrivant une boucle dans le sens antihoraire autour du lac Érié, est venue combler la demande toujours connectée dans l'est du Michigan et le nord de l'Ohio. Les relais protégeant les lignes entre le réseau de PJM et l'État de New York ont perçu ces pointes immenses de puissance comme des fuites à la terre et ont réagi en coupant les lignes. La ligne d'interconnexion est-ouest de l'Ontario a aussi

subi des surcharges et s'est déconnectée, laissant le nord-ouest de l'Ontario connecté au Manitoba et au Minnesota. Le nord-est des États-Unis et de l'Ontario est alors devenu une immense enclave électrique séparée du reste de l'Interconnexion de l'Est. Cette grande zone, qui importait des quantités importantes d'énergie avant la cascade, est rapidement devenue instable après 16 h 10 min 38 s, en raison de l'insuffisance de la production interne pour répondre à la demande d'électricité. Les réseaux au sud et à l'ouest de la division – comme ceux de PJM, d'AEP et d'autres plus à l'Ouest – sont restés intacts et généralement à l'abri des effets de la panne. Une fois que la région nord-est se fut séparée du reste de l'Interconnexion de l'Est, la cascade était finie.

- **Étape 7.** Dans l'étape finale de la cascade, après 16 h 10 min 46 s HAE, la vaste enclave électrique du Nord-Est souffrait à la fois d'un déficit de production et de conditions instables provoquées par des crêtes importantes de puissance et des oscillations de fréquence et de tension. En conséquence, plusieurs lignes et génératrices dans la zone perturbée se sont mises hors circuit, fragmentant la zone en plusieurs enclaves de moindre étendue. Dans ces enclaves, la production et la charge électrique étaient souvent déséquilibrées, ce qui a entraîné d'autres mises hors circuit de lignes et de génératrices, jusqu'au rétablissement de l'équilibre dans certaines enclaves. Une grande partie de la zone perturbée est tombée en panne pendant ce processus, mais certaines enclaves ont réussi à atteindre l'équilibre sans perte totale du service. Par exemple, l'enclave comprenant la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre et des provinces maritimes s'est stabilisée après que la production et la consommation d'énergie se furent équilibrées. Une autre enclave comprenait l'Ouest de l'État de New York et une petite partie de l'Ontario, appuyée par une génératrice de New York, les grandes centrales Beck et Saunders de l'Ontario et l'interconnexion à 765 kV vers le Québec. Cette enclave a survécu, mais d'autres régions caractérisées par une forte demande ont été entraînées dans la panne (figure 6.2).

Qu'est-ce qui a empêché la cascade du 14 août d'aller plus loin?

L'enquête a révélé qu'un ensemble des éléments suivants a déterminé où et quand la cascade a interrompu sa progression :

Relais d'impédance

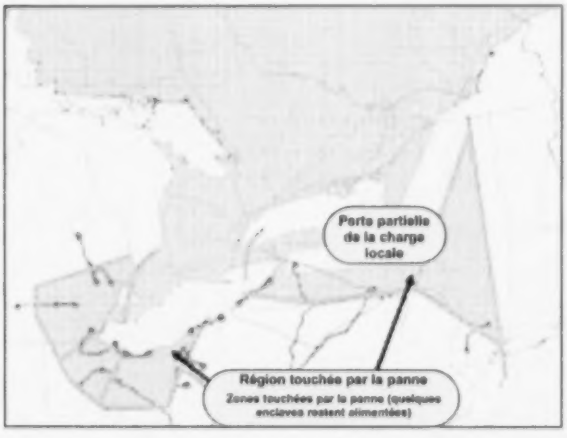
Le dispositif de protection le plus couramment utilisé sur les lignes de transport est le relais d'impédance (Z) (aussi connu sous le nom de télérelais). Ce dispositif perçoit les modifications de courant (I) et de tension (T) et détermine ainsi l'impédance apparente (Z=T/I) de la ligne. Chaque extrémité de la ligne de transport est équipée d'un tel relais. Le relais d'impédance comporte en fait trois éléments, chacun de ceux-ci s'intéressant à une section ou à une « zone » particulière de la ligne à surveiller.

- Le premier élément s'intéresse aux anomalies sur 80 % de la ligne près du relais, en temps réel avant la panne.
- Le deuxième élément vise l'ensemble de la ligne et même un peu au-delà, et pour ce faire il laisse passer un peu de temps. Ce court décalage est utile lorsqu'une anomalie survient près d'une des extrémités de la ligne. Le relais de zone 1 situé à cette extrémité intervient rapidement pour actionner les disjoncteurs qui y sont installés. Toutefois, le relais de zone 1 situé à l'autre bout de la ligne peut avoir du mal à déterminer si la fuite se situe à l'intérieur de la ligne ou juste au-delà de cette ligne. Dans ce cas, le relais de zone 2 situé à l'extrémité distante actionne les disjoncteurs après un court délai, permettant au relais de zone 1 situé près de l'anomalie d'ouvrir la ligne d'abord à cette extrémité.
- Le troisième élément réagit plus lentement et recherche les anomalies survenant bien au-delà de l'extrémité de la ligne. On peut considérer qu'il s'agit d'un relais à distance ou d'un disjoncteur de réserve, ne devant toutefois pas actionner les disjoncteurs dans des conditions d'urgence habituelles.

Le relais d'impédance entre en action lorsque l'impédance apparente, mesurée par l'intensité du courant et la tension perçue par l'appareil, tombe à l'intérieur d'une des zones d'exploitation pour la durée prévue de temps applicable à cette zone. Le relais d'impédance commande alors l'ouverture des disjoncteurs et isole ainsi la ligne. Les trois éléments du relais protègent les lignes des fuites à la terre et peuvent intervenir lorsqu'ils détectent des fuites à la terre apparentes causées par de fortes oscillations de tension et de courant.

- Les effets d'une perturbation se propagent sur les lignes de transport d'énergie et s'amortissent à mesure qu'ils s'éloignent de leur point d'origine, un peu comme les ondulations d'une pierre lancée dans l'eau. Ainsi, les oscillations de tension et de courant perçues par les relais des lignes éloignées du point d'origine des perturbations sont moins sévères, ayant déjà perdu une partie de leur intensité.
- Les lignes à haute tension et les lignes plus densément réseautées – comme celles qu'on trouve dans le réseau à 500 kV de PJM et celui à 765 kV d'AEP – sont mieux en mesure d'absorber les oscillations de tension et de courant et se trouvent ainsi à bloquer la propagation d'une cascade. Comme on l'a vu à l'étape 6, la cascade s'est étendue à l'ouest de l'Ohio puis vers le nord à travers le Michigan en passant par des zones moins bien desservies en lignes de transport. Chaque ligne absorbe alors une plus grande partie des pointes de puissance et de tension et est plus vulnérable à une mise hors circuit. La même chose s'est produite plus à l'Est, où l'on a vu tomber les lignes liant l'État de New York à la Pennsylvanie et celles rejoignant le New Jersey plus au Nord. La cascade des chutes de lignes s'est arrêtée lorsque le nord-est des États-Unis et l'Ontario ont été complètement isolés du reste de l'Interconnexion de l'Est et que le transit d'énergie ver :es régions devenaient impossible (sauf les liaisons de courant continu en provenance du Québec, qui ont continué d'alimenter l'ouest de l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre).
- La mise hors circuit de lignes est venue isoler certaines régions du réseau instable. Un grand nombre de ces régions ont pu continuer d'alimenter leurs clients en électricité, car elles avaient conservé suffisamment de puissance réactive ou pouvaient importer de l'énergie d'autres parties du réseau non touchées par les soubresauts ou qui n'étaient pas instables. Au fur et à mesure que la cascade progressait, un plus grand nombre de génératrices et de lignes devenaient hors circuit dans le but de se protéger de sévères dommages et certaines régions se décrochaient complètement de la partie instable de l'Interconnexion de l'Est. Dans plusieurs de ces régions, il y avait suffisamment de puissance réactive pour stabiliser le réseau. Après la formation de la grande enclave dans le Nord-Est, les symptômes d'une chute des fréquences et des tensions sont apparus. Dans certaines régions du Nord-Est, le réseau était tellement instable qu'il s'est déconnecté lui-même. Ailleurs, le maintien d'une bonne capacité de production, combiné à des délestages automatiques rapides, ont permis de stabiliser la fréquence et la tension du courant. C'est ainsi que la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre et des provinces maritimes a évité la panne. Environ la moitié de la capacité de production et de la charge a été maintenue dans l'ouest de l'État de New York, soutenue par l'apport des centrales situées dans le sud de l'Ontario qui se sont détachées du réseau, mais qui sont restées en liaison avec l'ouest de l'État de New York. Un certain nombre d'enclaves plus petites sont aussi parvenues à rétablir l'équilibre entre la production et la consommation et ont ainsi évité la panne.

Figure 6.2 Zone touchée par la panne



Étape 5 : Cascade d'événements sur le réseau de transport à 345 kV dans le nord de l'Ohio et le centre-sud du Michigan

Résumé de cette étape

La perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE et de son réseau sous-jacent à 138 kV n'a laissé aucun couloir important de transport en provenance du sud capable de répondre à la demande considérable de la région nord de l'Ohio (figure 6.3). Cet événement a surchargé les lignes de transport orientées ouest et nord-ouest vers le Michigan, provoquant l'effondrement successif des lignes et des centrales électriques.

Événements clés

5A) 16 h 5 min 57 s HAE : la ligne à 345 kV Sammis-Star est mise hors circuit par un relais de zone 3.

5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne Galion-Ohio Central Muskingum s'est déclenchée par un rélais de zone 3.

5C) 16 h 9 min 6 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est mise hors circuit par un relais de zone 3, entraînant des oscillations de puissance considérables dans l'État de New York, en Ontario et jusque dans le Michigan.

5D) De 16 h 9 min 8 s HAE à 16 h 10 min 27 s HAE : plusieurs centrales se détachent du réseau, entraînant une perte de puissance de 937 MW.

5A) Déclenchement de la ligne à 345 kV Sammis-Star à 16 h 5 min 57 s HAE

La ligne Sammis-Star ne s'est pas déclenchée en raison d'un court-circuit à la terre (comme ce fut le cas des lignes à 345 kV tombées plus tôt). Elle a été mise hors circuit par un relais de protection de zone 3 qui a détecté l'impédance apparente basse de la ligne (tension basse divisée par un courant de ligne anormalement élevé) (figure 6.4). Au moment du déclenchement, il n'y avait ni panne ni oscillation de puissance d'importance – c'est plutôt la forte intensité de courant dépassant la capacité de surcharge nominale de la ligne accompagnée d'une tension faible, qui a *fait croire* aux relais de protection que la surcharge était attribuable à une anomalie éloignée dans le réseau. En réalité, le relais ne pouvait plus faire la différence entre un défaut triphasé éloigné et une surcharge de ligne exceptionnellement élevée. De plus, en raison de la

Figure 6.3 Déclenchement de la ligne à 345 kV Sammis-Star à 16 h 5 min 57 s HAE

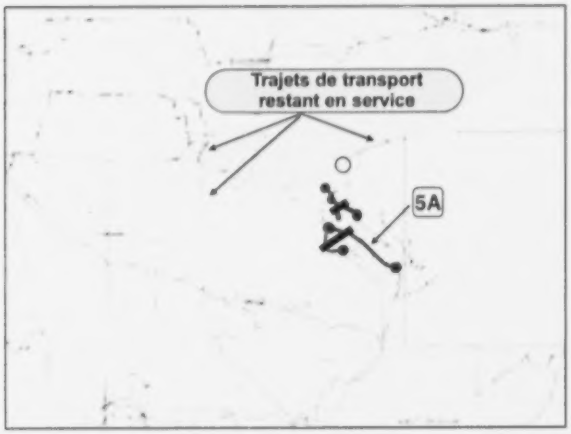
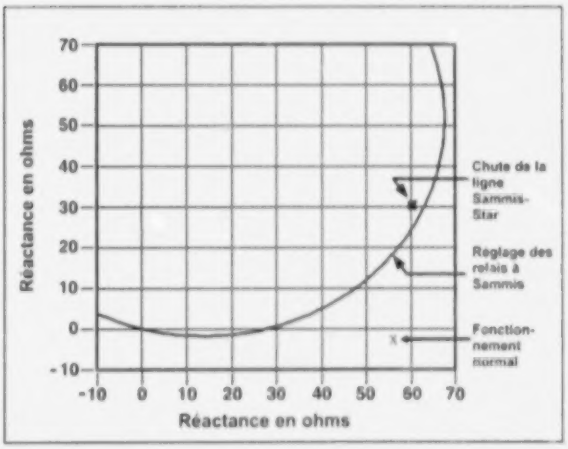


Figure 6.4 Déclenchement de la ligne à 345 kV Sammis-Star



surcharge, le courant réactif (exprimé en vars) présent sur la ligne était presque dix fois supérieur à celui qui y circulait plus tôt cette journée-là. Le relais a fonctionné tel qu'il avait été conçu.

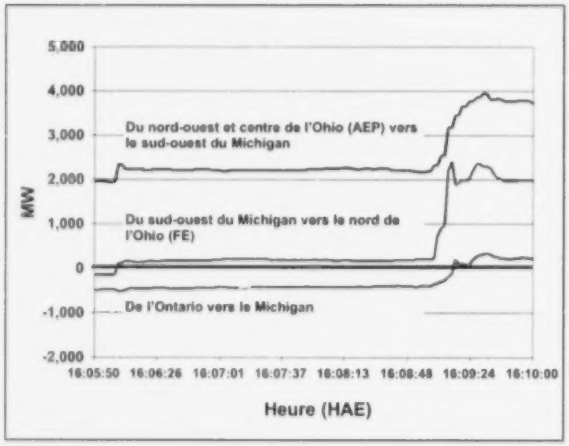
La chute de la ligne à 345 kV Sammis-Star a entièrement rompu le trajet du courant à 345 kV reliant le sud-est de l'Ohio à la partie nord de cet État, déclenchant une nouvelle séquence rapide de mises hors circuit de lignes à 345 kV, chacune nouvelle mise hors circuit imposant une charge supplémentaire aux lignes qui restaient en service. Ces pannes n'ont laissé que trois voies permettant au courant de se rendre dans la partie ouest de l'Ohio : 1) du nord-ouest de la Pennsylvanie vers le nord de l'Ohio en empruntant la rive sud du lac Érié, 2) du sud-ouest au nord-est de l'Ohio, et 3) de l'est du Michigan et de l'Ontario. Ces déclenchements de lignes ont sensiblement affaibli la partie nord-est de l'Ohio comme source d'alimentation de l'est du Michigan, rendant la région de Detroit encore plus dépendante des lignes à 345 kV situées à l'ouest et au nord-ouest de Detroit et de celles reliant le nord-ouest de l'Ohio à l'est du Michigan. L'effet de ces pannes s'est fait sentir dans tout le réseau interconnecté, causant une surcharge de 100 MW en provenance de PJM vers l'État de New York puis vers l'Ontario.[1] La fréquence dans l'interconnexion de l'Est a momentanément augmenté de 0,02 Hz.

Peu après le déclenchement de la ligne Sammis-Star, quatre des cinq turbines à gaz de 48 MW de Handsome Lake dans la partie ouest de la Pennsylvanie ont été mises hors circuit. Ces machines, liées au réseau à 345 kV par la ligne à 345 kV Homer City-Wayne, fonctionnaient ce jour-là en compensateurs synchones,

participant au marché de la réserve tournante de PJM (et non pour soutenir la tension). Lorsque la ligne Sammis-Star est tombée, augmentant les charges sur le réseau de transport local, les turbines de Handsome Lake, qui étaient à une distance électrique suffisamment rapprochée, ont ressenti l'impact et ont été mises hors circuit à 16 h 7 min 0 s HAE par suite de la sous-tension.

Dans l'intervalle entre le déclenchement de la ligne Sammis-Star et la chute de la ligne East Lima-Fostoria à 16 h 9 min 6,3 s HAE, le réseau est demeuré dans un état stable. Il est vrai qu'en Ohio les lignes tombaient les unes après les autres par suite des surcharges, mais ces événements se sont produits assez lentement, dans des conditions relativement stables, pour que le réseau s'équilibre en redistribuant les charges sur les lignes restantes à chaque déclenchement. La figure 6.5 montre les transits de puissance en MW aux interfaces entre Michigan Electrical Coordinated Systems (MECS) et AEP (Ohio), FirstEnergy (Ohio) et l'Ontario. Le graphique indique qu'à 16 h 5 min 57 s HAE, soit après la perte de la ligne Sammis-Star, une importation de 150 MW du réseau MECS vers celui de FirstEnergy s'est transformée en une exportation de 200 MW, et que le réseau s'est maintenu jusqu'à 16 h 8 min 59 s, c'est-à-dire jusqu'à ce que la panne de la ligne East Lima-Fostoria Central coupe le principal trajet du courant

Figure 6.5 Transits de puissance en direction du Michigan



Note : Ces courbes utilisent des données recueillies par le Système de gestion de l'énergie de MECS qui enregistre les débits de puissance toutes les deux secondes. Par conséquent, le système n'a pas enregistré les oscillations de puissance rapides qui se sont produites entre 16 h 10 min 36 s et 16 h 13 min, et qui ne sont donc pas reflétées dans ces courbes.

reliant le sud et l'ouest à Cleveland et Toledo. La rupture de ce trajet a été importante puisqu'elle a décuplé le transit de puissance de MECS vers FE, qui est passé de 200 MW à 2 300 MW, niveau où il a tressauté quelque peu avant de se stabiliser en gros jusqu'au sectionnement du trajet traversant le Michigan, à 16 h 10 min 38 s HAE.

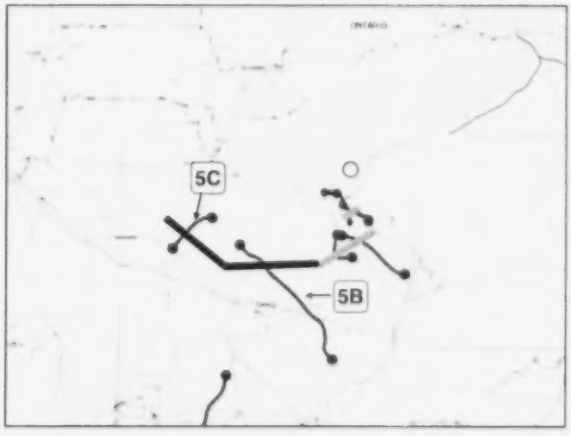
De 16 h 8 min 59 s HAE à 16 h 10 min 27 s HAE : des lignes de transport sont déclenchées dans le nord-ouest de l'Ohio et la production d'électricité est interrompue dans le centre-sud du Michigan et dans le nord de l'Ohio.

5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum chute.

5C) 16 h 9 min 6 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central tombe, provoquant une grande vague d'oscillations de puissance de la Pennsylvanie et de l'État de New York jusqu'en Ontario et au Michigan.

La déconnexion des lignes de transport à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum et East Lima-Fostoria Central a eu pour effet de supprimer les trajets de transport reliant le sud et l'ouest de l'Ohio au nord de l'Ohio et à l'est du Michigan. Le nord de l'Ohio n'était relié à la partie est du Michigan que par trois lignes de transport à 345 kV situées près de la courbe sud-ouest du lac Érié. Ainsi, l'ensemble des stations de distribution du nord de l'Ohio et de l'est du Michigan n'était plus raccordé au reste du réseau 1) à l'est, que par les lignes de transport provenant du nord-est de l'Ohio vers le nord-ouest de la Pennsylvanie et longeant la rive sud du lac Érié; et 2) à l'ouest, que par les lignes situées à l'ouest et au nord-ouest de Detroit, au Michigan, et celles liant le Michigan à l'Ontario (figure 6.6).

Figure 6.6 Déclenchement de lignes à 345 kV en Ohio, de 16 h 8 min 59 s à 16 h 9 min 7 s HAE



Oscillations des réseaux et conditions stables, transitoires et dynamiques

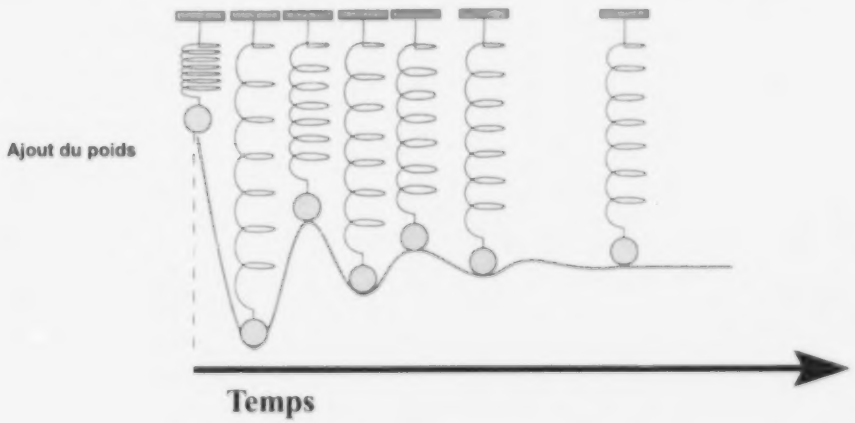
Les réseaux d'énergie électrique connaissent en permanence de faibles oscillations de puissance qui ne rendent pas ces derniers instables. Ces oscillations sont provoquées par l'accélération ou le ralentissement des rotors des génératrices pendant le rééquilibrage de la puissance de sortie électrique en fonction de la puissance d'entrée mécanique, nécessaire pour répondre aux modifications de la charge ou des conditions d'exploitation du réseau. Elles sont observables dans le transit de puissance sur les lignes de transport qui relient les installations de production et la charge ou sur les lignes de jonction qui relient divers secteurs d'un réseau. Mais lorsqu'il y a un dérangement dans un réseau, les oscillations peuvent s'amplifier, au point où la charge devient progressivement si élevée que les relais de protection interviennent et mettent hors circuit les lignes adjacentes du réseau. Si des lignes reliant différents secteurs électriques sont ainsi sectionnées, chaque secteur trouvera sa fréquence propre, qui dépendra du rapport entre la charge et la production au moment du sectionnement.

Les oscillations dont l'amplitude croît sont dites instables. Une fois amorcées, ces oscillations font en sorte que le courant va et vient dans tout le réseau comme de l'eau qu'on agite dans une baignoire.

Dans un réseau électrique stable, si un dérangement se produit, par exemple un défaut, le réseau se rééquilibre dans les secondes qui suivent la correction du défaut. Lorsqu'un défaut survient, les relais de protection peuvent se déclencher en moins de 0,1 seconde. Si le réseau se rééquilibre en moins de 3 secondes, et que les seuls éléments mis hors circuit soient l'appareil défectueux et quelques génératrices locales, la situation est dite "transitoirement stable". Par contre, si le réseau met de 3 à 30 secondes pour se stabiliser, on dit qu'il est "dynamiquement stable". En de rares occasions toutefois, le réseau peut sembler se rééquilibrer rapidement alors qu'en fait un dépassement se produit, les oscillations augmentent, ce qui entraîne une instabilité générale qui accentue l'amplitude des oscillations et l'ampleur géographique du dérangement. Cette situation peut se produire lorsqu'un réseau est surchargé, ce qui rallonge la distance électrique (impédance apparente) entre les génératrices et rend plus difficile le maintien de la synchronisation des angles et des vitesses des machines. Dans un réseau bien réglé, les oscillations diminuent rapidement et reviennent à un état stable. Si les oscillations se poursuivent dans le temps, sans augmenter ni diminuer, on dit que le réseau est mal amorti.

La figure ci-dessous, montrant un poids suspendu à un peson à ressort, illustre comment un réseau oscille sur plusieurs cycles avant de reprendre son équilibre. En tentant de trouver son équilibre, le ressort dépasse le véritable point d'équilibre du ressort et du poids combinés et doit donc passer par une série de suroscillations exagérées et de courts rebonds avant d'atteindre ce point. Le même phénomène se produit dans un réseau électrique, comme l'explique le présent chapitre.

Si un réseau est en état d'instabilité transitoire, les oscillations résultant d'un dérangement s'amplifieront au lieu se stabiliser et le réseau sera incapable de revenir à la normale. C'est ce qui s'est passé dans la région touchée par la panne le 14 août 2003.



Affaissement de tension

Bien que certains aient attribué la panne du 14 août à un affaissement de tension, il ne s'agissait pas à proprement parler d'un affaissement de tension comme le définissent habituellement les ingénieurs de réseaux électriques. L'affaissement de tension se produit lorsqu'une augmentation de la charge ou la perte d'installations de production ou de transport fait chuter la tension, ce qui entraîne une diminution de la puissance réactive des condensateurs et des lignes, et d'autres réductions de tension. Si cette réaction se poursuit, les chutes de tension entraînent le déclenchement d'autres éléments, accélérant ainsi la baisse de la tension et la perte de puissance. Il s'ensuit un affaissement progressif et non contrôlable de la tension, en raison du fait que le réseau est incapable de fournir le courant réactif nécessaire à l'alimentation de la demande de puissance réactive. Ce n'est pas ce qui s'est passé le 14 août. La région de Cleveland-Akron avait peu de réserves de courant réactif, mais ces dernières étaient suffisantes pour alimenter la demande de puissance réactive de la région et pour maintenir des tensions stables, quoique diminuées, compte tenu de l'état du réseau à ce moment-là.

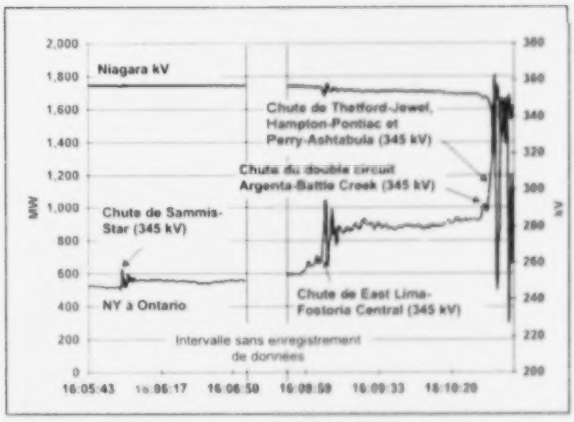
Les lignes de la région de Cleveland-Akron sont tombées en raison du fait qu'elles sont entrées en contact avec des arbres en présence de valeurs bien inférieures à la valeur nominale de fonctionnement des lignes et **non par suite des tensions faibles**, signe avant-coureur d'un affaissement de tension. Les premières pannes de FirstEnergy ont été causées par des défauts à la terre en raison d'arbres non élagués et non par suite d'un manque de puissance réactive et de tensions faibles. Les niveaux de tension se trouvaient à l'intérieur de limites exploitables lorsque les pannes individuelles de lignes de transport ont commencé et ces pannes ont frappé des lignes exploitées à l'intérieur de leurs valeurs normales plutôt que des lignes surchargées. Comme il y avait moins de lignes en service, la charge transitant par ces lignes a augmenté et la tension a diminué (la charge augmente en proportion inverse de la diminution de la tension pour un volume donné de transit de puissance), la situation se stabilisant après chaque déclenchement de circuit et ce, jusqu'au suivant. Peu après, les lignes du nord de l'Ohio ont commencé à se déclencher automatiquement pour se protéger de la surcharge, et non en raison d'un manque de puissance réactive. Après le déclenchement de plusieurs lignes dans la région de Cleveland-Akron, le transit de puissance a été réacheminé vers d'autres lignes fortement chargées du nord de l'Ohio, ce qui a entraîné des baisses de tension qui, à leur tour, ont causé des déclenchements automatiques de protection contre les surcharges. L'affaissement de la tension n'a donc pas été une cause de la cascade.

La cascade s'est propagée au delà de l'Ohio non pas en raison du manque de puissance réactive et de l'affaissement de la tension mais plutôt par suite des oscillations de puissance dynamiques et de l'instabilité du réseau qui en a résulté. La figure 6.7 montre les niveaux de tension enregistrés dans la région de Niagara. Le graphique démontre clairement que les niveaux de tension sont demeurés stables jusqu'à 16 h 10 min 30 s HAE, en dépit de fluctuations de puissance importantes. Dans la cascade qui a suivi, l'instabilité des tensions est un phénomène qui a accompagné plutôt qu'amorcé l'instabilité des angles de phase qui a mis hors circuit les génératrices et les lignes.

La ligne à 345 kV Muskingum-Ohio Central-Galion a d'abord été déclenchée à Muskingum à 16 h 8 min 58,5 s HAE par suite d'un défaut phase-terre, puis réenclenchée et déclenchée de nouveau à 16 h 8 min 58,6 s à Ohio Central, remise en circuit puis hors circuit de nouveau à Muskingum par un relais de zone 3, et enfin déclenchée à Galion par un défaut à la terre.

Après la perte de la ligne Muskingum-Ohio Central-Galion et les nombreux déclenchements de lignes à 138 kV dans le centre de l'Ohio, la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est tombée à 16 h 9 min 6 s HAE par suite de l'ouverture d'un relais de zone 3 causée par une charge élevée et une tension extrêmement basse (80 %). La modélisation effectuée par l'équipe d'enquête indique que si le délestage automatique en cas de sous-tension avait été fonctionnel dans le nord-est de l'Ohio, ce mécanisme serait entré en action à ce moment-là ou avant, ce qui aurait permis de délester suffisamment de charge et ainsi de limiter ou d'éliminer les surcharges dans les autres lignes qui ont propagé la cascade. **Recommandations 8 et 21, pages 166 et 178.**

Figure 6.7 Transits de puissance New York-Ontario mesurés à Niagara Falls



9, page ??; 22, page ??)

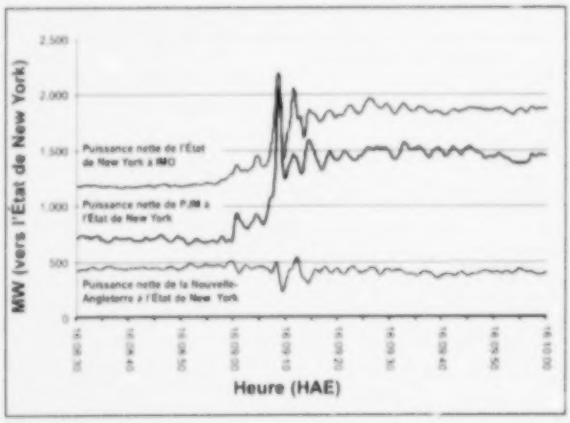
La figure 6.7 reproduit un enregistrement haute vitesse du transit de la puissance à 345 kV passant par Niagara Falls. Réalisé au moyen des enregistreurs d'Hydro One, ce graphique montre l'impact de l'oscillation de puissance provenant de East Lima-Fostoria Central et de New York vers l'Ontario, oscillation qui s'est poursuivie pendant plus de dix secondes. En observant la courbe du transit de MW, il est évident que lorsque la ligne Sammis-Star est tombée, le réseau a ressenti des oscillations qui ont été rapidement amorties et rééquilibrées. Mais le déclenchement de la ligne East Lima-Fostoria a provoqué des oscillations beaucoup plus grandes dont l'amplitude s'est accrue sur plusieurs cycles, puis elles se sont stabilisées tout en continuant de sautiller jusqu'à la panne de la ligne Argenta-Battle Creek 90 secondes plus tard. C'est à ce moment-là que les tensions ont commencé à baisser.

Après la chute de la ligne East Lima-Fostoria Central, les charges ont augmenté considérablement et rapidement sur les lignes entrant et traversant le sud du Michigan. Le transit initial qui provenait du nord-est du Michigan en direction de l'Ontario a soudainement été inversé si bien qu'une charge d'environ 500 à 700 MW (mesurée à la frontière Michigan-Ontario, et une autre de 437 MW mesurée à Niagara à la frontière Ontario-New York) a quitté l'Ontario en direction sud-ouest pour desservir un appel de puissance en provenance de Cleveland et Toledo. Cette charge était alimentée par un courant de 700 MW provenant du réseau à 345 kV de PJM et ayant passé par New York.[2] Il s'agissait du premier de plusieurs événements intersecteurs touchant la puissance et la fréquence à se produire dans un intervalle de deux minutes. C'est ainsi que le réseau a réagi à la perte des lignes de transport du nord-ouest de l'Ohio (ci-dessus) et aux contraintes que les charges toujours élevées de Cleveland, de Toledo et de Detroit ont imposées aux lignes et aux génératrices locales encore en service.

La figure 6.7 montre aussi l'importance des transits de puissance et des tensions enregistrés à la frontière New York-Ontario (Niagara) causés par les pannes des lignes à 345 kV Argenta-Battle Creek, Argenta-Tompkins, Hampton-Pontiac et Thetford-Jewell au Michigan, et celle de la ligne à 345 kV Erie West-Ashtabula-Perry qui relie la région de Cleveland à la Pennsylvanie. Plus au sud, la tension très faible présente dans le réseau de transport du nord de l'Ohio a rendu très difficile le maintien de la synchronisation entre les installations de production de la région de Cleveland et du lac Érié et celles de l'interconnexion de l'Est. Au cours des deux minutes qui ont suivi, les génératrices de cette région ont été mises hors circuit après avoir atteint un point de non-retour, les pressions dans les lignes de jonction restantes ne cessant d'augmenter.

La figure 6.8 montre les transits de puissance mesurés aux interfaces de New York et illustre comment les charges en direction nord et ouest, vers Detroit et Cleveland, ont varié à différents points du réseau. À 16 h 9 min 5 s HAE, les transits de puissance ont bondi simultanément aux trois interfaces mais lorsque la première crête de courant a atteint son intensité maximale à 16 h 9 min 9 s, la plus forte hausse s'est produite à l'interface PJM et la plus faible à l'interface de la Nouvelle-Angleterre. Les charges ont augmenté de façon importante aux interfaces PJM-NY et NY-Ontario en raison de la répartition de la puissance autour du lac Érié. Les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et des

Figure 6.8 La première oscillation de puissance a des impacts différents sur le réseau



provinces maritimes ont maintenu leur équilibre production-charge et n'ont pas transporté les puissances réparties parce que ces réseaux ne se trouvaient pas dans le trajet direct de ces transits ; c'est pourquoi l'interface Nouvelle-Angleterre a peu réagi.

Avant la première oscillation importante détectée à l'interface Michigan-Ontario, les courants acheminés dans le réseau de NPCC (Québec, Ontario et provinces maritimes, Nouvelle-Angleterre, État de New York) étaient caractéristiques de la période estivale, bien à l'intérieur des limites admissibles. Les installations de transport et de production d'électricité étaient alors stables dans tout le réseau de NPCC.

Les relais de zone 3 et le début de la cascade

Les relais de zone 3 sont réglés pour intervenir en cas de défaillance d'un disjoncteur et d'un relais auxiliaire lorsqu'un défaut éloigné se produit sur une ligne de transport. Si le relais détecte un défaut au delà de l'accès immédiat de la ligne, et ses réglages de zone 1 et 2, un relais de zone 3 attend de 1 à 2 secondes afin de permettre à la protection rapprochée d'agir en premier lieu. Quelques lignes sont dotées de réglages de zone 3 conçus en fonction de marges de surcharge proches de la valeur de surcharge nominale à long terme de la ligne, parce que la longueur et la configuration de la ligne imposent un réglage plus élevé de l'impédance apparente. Ainsi il est possible qu'un relais de zone 3 fonctionne en conditions de charge ou de surcharge extrêmes même en l'absence de tout défaut (c'est la raison pour laquelle tant de régions aux États-Unis et au Canada ont éliminé les relais de zone 3 sur les lignes à 230 kV ou plus). Certains exploitants de lignes de transport règlent les relais de zone 2 pour qu'ils fonctionnent comme des relais de zone 3, c'est-à-dire pour intervenir bien au delà de la ligne qu'ils sont censés préserver afin de protéger cette dernière contre un défaut qui se produirait sur des lignes distantes.

La ligne Sammis-Star a été déclenchée à 16 h 5 min 57 s HAE par un relais d'impédance de zone 3 non pas en réponse à un défaut, mais parce que l'augmentation de la puissance réelle et réactive a fait en sorte que l'impédance apparente s'est trouvée dans la grandeur d'influence (portée) du relais. Entre 16 h 6 min 1 s et 16 h 10 min 38,6 s HAE, à l'amorce de la cascade, treize lignes plus importantes à 345 et 138 kV ont été mises hors circuit par suite des relais de zone 3, notamment Galion-Ohio Central-Muskingum, East Lima-Fostoria Central, Argenta-Battle Creek, Argenta-Tompkins, Battle Creek-Oneida et Perry-Ashtabula. (voir figure 6.9.) Ces dernières comportaient plusieurs relais de zone 2 du Michigan qui avaient été réglés pour fonctionner comme des relais de zone 3, dépassant la longueur de la ligne par plus de 200 % sans temporisation intentionnelle pour la protection contre les défauts de disjoncteurs éloignés.[1] Tous ces relais ont bien fonctionné conformément à leurs réglages. Toutefois, les relais de zone 3 (et les relais de zone 2 agissant comme des relais de zone 3) ont fonctionné si vite qu'ils ont entravé la capacité naturelle de cohésion du réseau électrique et ont empêché les interventions humaines visant à tenter de stopper la progression de la cascade. L'équipe d'enquête conclut que parce que ces relais de zones 2 et

Figure 6.9 Déclenchement des relais de zone 3 (et des relais de zone 2 fonctionnant comme des relais de zone 3) le 14 août

	Lignes déclenchées (relais de zone 3)	État	Heure de déclenchement (HAE)
1	Sammis-Star (345 kV)	Ohio	16 h 5 min 57,504 s
2	Transformateur n° 6, Star (138/69 kV) Star-Dale (69 kV)	Ohio	16 h 6 min 1 s
3	Ohio CTL – Wooster (138 kV)	Ohio	16 h 8 min 58 s
4	Galion- Ohio CTL – Muskingum (345 kV) à Muskingum	Ohio	16 h 8 min 59,158 s
5	Richland – Wauseon – Midway (138 kV)	Ohio	16 h 9 min 0 s
6	Academia – Howard (138 kV) Philo – Howard (138 kV)	Ohio	16 h 9 min 5 s
7	Tangy – Kirby (138 kV) Tangy – Crissinger (138 kV)	Ohio	16 h 9 min 6 s
8	East Lima – Fostoria (345 kV)	Ohio	16 h 9 min 6,311 s
9	Argenta – Battle Creek (345 kV)	Michigan	16 h 10 min 36,230 s
10	Argenta – Tompkins (345 kV) Battle Creek – Oneida	Michigan	16 h 10 min 36,310 s
11	Argenta – Verona (138 kV)	Michigan	16 h 10 min 37,550 s
12	Delhi – Island Road (138 kV)	Michigan	16 h 10 min 37,870 s
13	Verona – Batavia (138 kV)	Michigan	16 h 10 min 37,900 s
14	Argenta – Morrow (138 kV)	Michigan	16 h 10 min 38,350 s

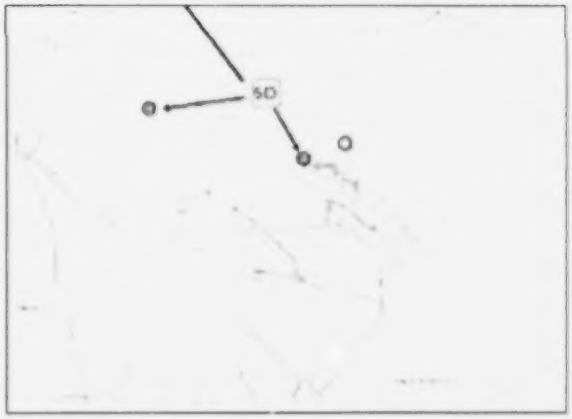
3 se sont déclenchés après chaque surcharge de ligne, ils ont été le mode de défaillance commun qui a accéléré la propagation géographique de la cascade. Étant donné l'état du réseau, les transits de puissance et les outils limités à la disposition des opérateurs, la rapidité des déclenchements effectués par les relais de zones 2 et 3 en Ohio et au Michigan a éliminé toute possibilité, à compter de 16 h 5 min 57 s HAE, que la manoeuvre d'un opérateur ou une intervention automatique puisse limiter ou atténuer la cascade en cours.

Qu'aurait-il pu se passer sur ces lignes le 14 août si elles n'avaient pas été mises hors circuit par des relais de zones 2 et 3 ? Il y avait surcharge sur chacune de ces lignes, et la surcharge augmentait au fur et à mesure du déclenchement des lignes précédentes. Mais si ces lignes n'avaient pas été déclenchées rapidement par des relais de zones 2 et 3, chacune d'entre elles aurait supporté la surcharge, la température des conducteurs augmentant pendant une période de 20 à 30 minutes, jusqu'à ce que la ligne vienne en contact avec quelque chose et subisse un défaut à la terre. Par exemple, la ligne Dale-West Canton a mis 20 minutes à se déclencher sous une charge variant entre 160 à 180 % de sa valeur nominale de fonctionnement. Même avec des modélisations raffinées, il est impossible de prévoir la durée probable de ce délai de déclenchement (influencé par la vitesse du vent, les charges et la longueur des lignes, la tension mécanique et la distance au sol de chaque portée), parce que le réseau n'est devenu dynamiquement instable qu'après la chute de la ligne Thetford-Jewell à 16 h 10 min 38 s HAE. Pendant cette période, le réseau serait sans doute resté stable et capable de s'ajuster après chaque déclenchement de ligne causé par un défaut à la terre. Si cette période de détérioration et de surcharge en conditions stables avait duré aussi peu que 15 minutes ou aussi longtemps qu'une heure, il est possible que les problèmes croissants auraient été reconnus et que des mesures auraient été prises, par exemple un délestage automatique en cas de sous-tension, un délestage manuel en Ohio ou d'autres mesures. On peut conclure que bien que le fonctionnement des relais de zones 2 et 3 en Ohio et au Michigan n'a pas causé la panne, il reste qu'ils ont grandement contribué à accroître et à accélérer l'étendue de la cascade. **Recommandation 21, page 178**.

5D) De 16 h 9 min 8 s à 16 h 10 min 27 s HAE : de multiples centrales se détachent du réseau, entraînant une perte totale de 946 MW

16 h 9 min 8 sec HAE : Réduction de 300 MW de la production de la Michigan Cogeneration Venture (de 1 263 MW à 963 MW)

Figure 6.10 Mise hors circuit de centrales au Michigan et en Ohio



16 h 9 min 17 s HAE : Mise hors circuit de la génératrice 7 Avon Lake (82 MW)

16 h 9 min 17 s HAE : Mise hors circuit des génératrices 3, 4 et 5 de Burger (total : 355 MW)

16 h 9 min 30 s HAE : Mise hors circuit des génératrices 3, 6 et 7 de Kinder Morgan (total : 209 MW)

Les génératrices de Burger se sont détachées du réseau après le déclenchement des lignes à 138 kV entrant au poste de Burger (Ohio) en raison des tensions faibles en cours dans la région de Cleveland (figure 6.10). La centrale MCV se trouve dans le centre du Michigan tandis que la centrale Kinder Morgan est dans le centre-ouest du Michigan. Les génératrices de Kinder Morgan ont chuté en réaction à la défaillance d'un transformateur et une autre, par surexcitation.

Les transferts d'énergie de l'Indiana à destination du Michigan ont augmenté afin de combler les besoins énergétiques de l'est du Michigan et du nord de l'Ohio (toujours couplés au réseau par le nord-ouest de l'Ohio et du Michigan), ce qui s'est accompagné d'une chute de tension en raison du déséquilibre entre l'ampleur des charges et la capacité restreinte de transport et de production d'électricité.

Étape 6 : La cascade intégrale

Entre 16 h 10 min 36 s et 16 h 13 min HAE, des milliers d'incidents sont survenus dans le réseau, provoqués par des phénomènes physiques et par l'intervention automatique des dispositifs de protection des équipements. À la fin, une grande partie de l'Ontario et du nord-est des États-Unis était dans le noir.

Éléments clés

16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 39 s HAE : des lignes de transport tombent un peu partout au Michigan et dans le nord de l'Ohio, la production d'électricité est interrompue dans le centre du Michigan et le nord de l'Ohio et le nord de l'Ohio se sépare de la Pennsylvanie.

6A) 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : d'autres lignes de transport et des génératrices sont mises hors circuit dans le Michigan

16 h 10 min 36,2 s HAE : chute de la ligne à 345 kV Argenta-Battle Creek

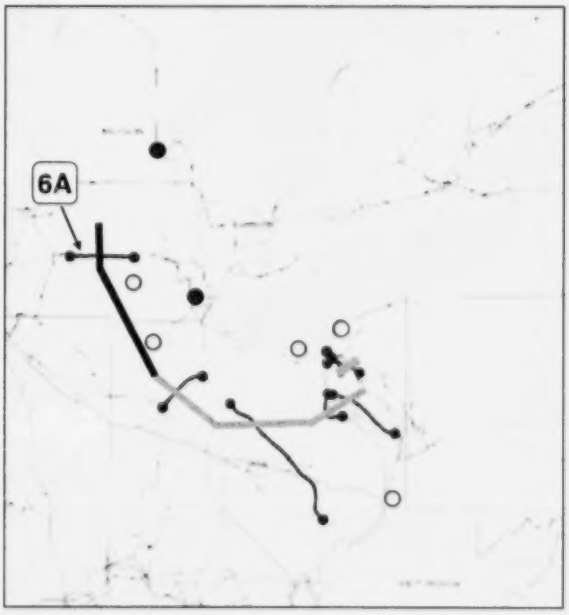
16 h 10 min 36,3 s HAE : chute de la ligne à 345 kV Argenta-Tompkins

16 h 10 min 36,8 s HAE : chute de la ligne à 345 kV Battle Creek-Oneida

16 h 10 min 37 s HAE : mise hors circuit des génératrices Sumpter 1, 2, 3 et 4 en raison d'une trop faible tension (300 MW près de Détroit).

16 h 10 min 37,5 s HAE réduction de puissance de la centrale de MCV de 963 MW à 109 MW par suite d'une protection contre les surcharges.

Figure 6.11 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : mise hors circuit de génératrices et de lignes de transport au Michigan



Ces pannes ont eu pour effet de couper les couloirs est-ouest desservant la région de Detroit à partir du centre-sud du Michigan. Les génératrices de Sumpter se sont détachées du réseau en raison de sa trop faible tension. Les lignes du Michigan situées au nord-ouest de Detroit ont alors commencé à se rompre, comme on le voit à la figure 6.11.

Le relais Argenta-Battle Creek a d'abord ouvert la ligne à 16 h 10 min 36, 230 s HAE, l'a refermée à 16 h 10 min 37 s, puis s'est déclenché de nouveau. Cette ligne relie des génératrices majeures – notamment les centrales nucléaires de Cook et Palisades et la centrale au charbon de Campbell – au réseau de MECS. Cette ligne a été conçue avec des disjoncteurs à réenclenchement automatique à chaque extrémité de la ligne, qui se réenclenchent automatiquement à haute vitesse dès qu'ils se déclenche pour remettre la ligne en service sans interruption. Puisque la majorité des pannes du réseau nord-américain sont temporaires, le réenclenchement automatique peut améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau. Cependant, il arrive parfois, que les réseaux électriques après les deux extrémités de la ligne puissent être déphasés durant la période de réenclenchement automatique à haute vitesse (généralement moins de 30 cycles, ou une demi-seconde, pour permettre à l'air de se déioniser après la mise hors circuit pour éviter le rallumage d'un arc). Pour tenir compte de cela et protéger les génératrices des dommages qu'un rebranchement hors synchronisme pouvait provoquer, il est bon d'étudier si un relais de vérification de synchronisation (synchro-check) est nécessaire ou non, pour réenclencher le deuxième disjoncteur uniquement quand les deux extrémités sont dans une certaine tolérance de tension et d'angle de phase. Aucune protection de ce genre n'était installée sur la ligne Argenta-Battle Creek; quand la ligne s'est refermée, il y avait une différence de phase de 70 ° aux bornes du disjoncteur qui a refermé la ligne. Il n'y a aucune preuve que son réenclenchement a provoqué des dommages dans les génératrices locales.

6B) 16 h 10 min 37 s à 16 h 10 min 38 s HAE : l'est et l'ouest du Michigan commencent à se détacher

16 h 10 min 38,2 s HAE : chute de la ligne à 345 kV Hampton-Pontiac

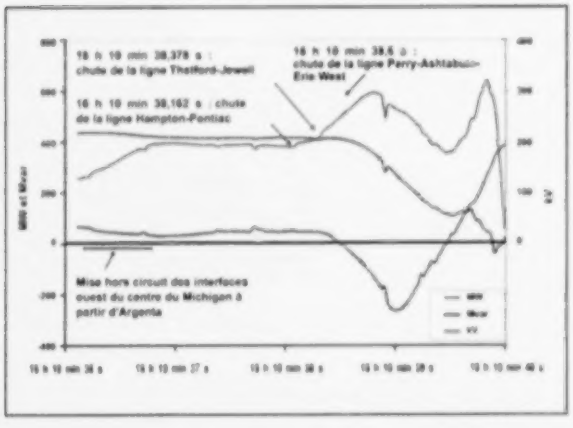
16 h 10 min 38,4 s HAE : chute de la ligne à 345 kV Thetford-Jewell

Après les mises hors circuit des lignes Argenta, l'angle de phase entre l'est et l'ouest du Michigan a commencé à augmenter. Les lignes à 345 kV Hampton-Pontiac et Thetford-Jewell étaient les seules lignes qui

maintenaient Detroit branchée en courant et le reste du réseau au nord et à l'ouest. Quand ces lignes sont tombées en panne, Detroit, Toledo, Cleveland et les régions environnantes étaient seulement desservies par des génératrices locales et des lignes au nord du Lac Érié reliant l'est de Detroit à l'Ontario et des lignes au sud du Lac Érié, entre l'est de Cleveland et le nord-est de la Pennsylvanie. Ces pannes ont fini par provoquer la séparation du réseau exposé à très haute tension, entre l'est et l'ouest du Michigan.

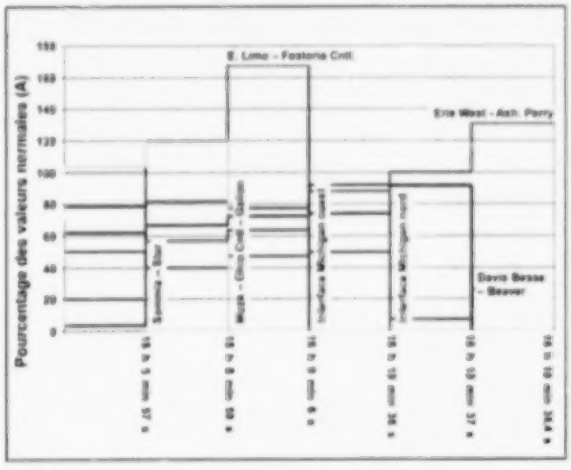
Les enregistreurs de perturbations du réseau électrique (PSDR) à Keith et Lambton (Ontario) ont saisi ces événements dans les flux de courant à l'interface Ontario-Michigan, comme le montrent les figures 6.12 et 6.16. On voit clairement que la séparation entre l'ouest et l'est du Michigan (mise hors circuit de la ligne Thetford-Jewell) constituait le début de l'événement et que la panne de Erie West-Ashtabula-Perry a déclenché la pointe de 3 700 MW de l'Ontario vers le Michigan. Quand la ligne Thetford-Jewell est tombée en panne, le courant qui entrait au Michigan et en Ohio par l'ouest du Michigan, l'ouest de l'Ohio et de l'Indiana a été coupé. Les enregistreurs ontariens voisins ont noté un impact prononcé à mesure que les flux de courant vers Detroit se réajustaient pour tirer du courant en provenance du nord-est. Vers le sud, la ligne Erie West-Ashtabula-Perry a été la dernière liaison à 345 kV vers l'est pour les charges du nord de l'Ohio. Quand cette ligne a été coupée, tout le courant qui, quelques instants auparavant, passait à travers le Michigan et l'Ohio a alors été détourné en sens antihoraire autour du Lac Érié, en suivant le dernier trajet qui restait dans l'est du Michigan, soutirant du courant de l'Ontario, de l'État de New York et de PJM.

Figure 6.12 Flux de courant de la ligne de jonction Ontario-Michigan à 230 kV Keith-Waterman

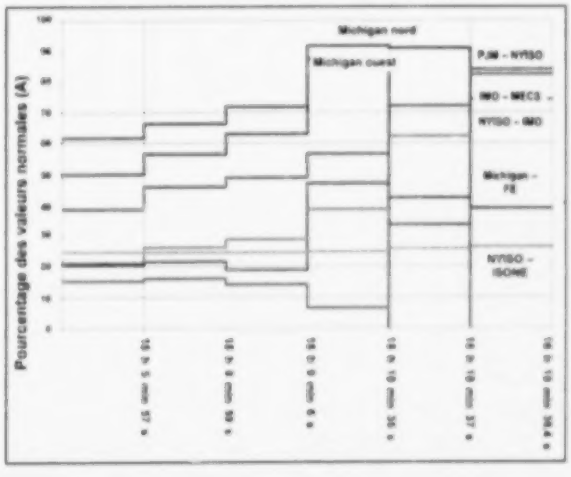


Les figures 6.13 et 6.14 montrent les résultats de la modélisation réalisée par l'équipe d'enquête des charges des lignes aux interfaces de l'Ohio, du Michigan et dans d'autres interfaces régionales entre 16 h 5 min 57 s HAE et la panne de la ligne Thetford-Jewell, pour comprendre comment les flux de courant se sont décalées durant cette période. L'équipe a simulé l'évolution des conditions le 14 août 2003, en se basant sur l'état du flux de courant à 16 h 5 min 50 s HAE établi par le groupe de travail des études d'exploitation de MAAC-ECAR-NPCC. Chaque ligne horizontale du graphique représente une ligne ou une série de lignes à 345 kV et sa charge en fonction des valeurs normales au

6.13 Charges simulées de la ligne à 345 kV entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min 38,4 s HAE



6.14 Charges simulées aux interfaces régionales entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min 38,4 s HAE



fil du temps, alors qu'une première, puis une autre série de circuits sont tombées en panne. En général, chaque panne de ligne subséquente fait augmenter les charges restantes de la ligne; lorsqu'une ligne tombe en panne (comme la ligne Erie West-Ashtabula-Perry à la figure 6.13, après la chute de la ligne Hanna-Juniper), cela indique que la charge de la ligne s'est allégée, ce qui était probablement dû à des clients qui n'ont plus eu de courant. À noter que les lignes Muskingum et East Lima-Fostoria Central ont été surchargées avant leur mise hors circuit, et que les interfaces ouest et nord du Michigan n'étaient pas surchargées avant de tomber en panne. La ligne Erie West-Ashtabula-Perry a été surchargée à 130 % après la panne des lignes Hampton-Pontiac et Thetford-Jewell.

Le graphique des charges aux interfaces régionales (figure 6.14) montre que les charges aux interfaces entre PJM-État de New York, État de New York-Ontario et NY-Nouvelle-Angleterre se situaient tout à fait à l'intérieur des valeurs normales avant la séparation entre l'est et l'ouest du Michigan.

6C) 16 h 10 min 38,6 s HAE : la liaison Cleveland-Pennsylvanie se sectionne, le courant s'inverse et une énorme crête de courant déferle en sens antihoraire autour du lac Érié

16 h 10 min 38,6 s HAE : la ligne à 345 kV Erie West-Ashtabula-Perry tombe en panne à Perry

16 h 10 min 38,6 s HAE : propagation d'une énorme crête de courant à travers la Pennsylvanie, le New Jersey, l'État de New York, l'Ontario et le Michigan, à destination de l'est du Michigan et du nord de l'Ohio.

La ligne Perry-Ashtabula était la dernière liaison à 345 kV entre le nord de l'Ohio et l'est et le sud du lac Érié. Sa chute au poste électrique de Perry après le déclenchement d'un relais de zone 3 a eu pour effet de

Modélisation de la cascade

La modélisation par ordinateur de la cascade a été basée sur la modélisation des conditions du système avant la cascade décrites au chapitre 5. Cette première modélisation établissait les analyses de débit de la charge en régime permanent et de tension pour toute l'Interconnexion de l'Est entre 15 h et 16 h 5 min 50 s HAE. La modélisation dynamique utilisait le modèle de débit de la charge en régime permanent à 16 h 5 min 50 s comme point de départ pour simuler la cascade. La modélisation dynamique permet de réaliser une série d'analyses du débit de la charge, allant d'une série de conditions de système à une autre, par étape, dont la durée de cycle est de ? – autrement dit, pour passer d'une seconde entre 16 h 10 min à 16 h 10 min 1 s, il faut une simulation de 240 intervalles de temps distincts.

Le modèle utilisait une série d'équations qui englobait les éléments physiques d'un réseau électrique. Il contenait des sous-modèles détaillés qui tenaient compte des caractéristiques de la charge, du délestage de la charge en sous-fréquence, du fonctionnement des relais de protection, du fonctionnement des génératrices (y compris les systèmes d'excitation et les régulateurs), des compensateurs var statiques et d'autres appareils FACTS, ainsi que des commutateurs à prises de réglage des transformateurs.

Les modéliseurs comparent les résultats du modèle à chaque instant aux données du système réel pour l'instant en question, afin de vérifier la correspondance étroite pour les débits de ligne et les tensions. Si l'écart entre les résultats modélisés et les résultats réels est trop grand, ils examinent la chronologie des principaux événements pour vérifier si des données réelles ont pu être mal enregistrées ou si l'écart modélisé par rapport à un événement n'ayant pas été reconnu auparavant comme significatif aurait pu influencer le résultat. Jusqu'à 16 h 10 min 40 s HAE, l'équipe a pu réaliser un banc d'essai très précis du modèle par rapport aux résultats réels.

L'équipe de modélisation se compose de membres de l'industrie en provenance du Midwest, des régions du Mid-Atlantique et de NPCC. Ils ont tous reçu une formation en génie électrique et/ou en mathématiques et possèdent une expérience à titre de planificateurs de systèmes en exploitation à court ou à long terme.

Cette modélisation permet à l'équipe de vérifier ses hypothèses, c'est-à-dire pourquoi des événements particuliers se sont produits et les relations entre les divers événements au fil du temps. Elle permet de tester les nombreux scénarios et solutions de rechange « conditionnels », afin de déterminer si un changement d'état du système aurait pu produire un résultat différent.

couper le réseau de transport à 345 kV entre le nord de l'Ohio et la Pennsylvanie et toutes les connexions à 345 kV plus à l'est. Après la chute de ces lignes, les stations de distribution à l'est du Michigan et du nord de l'Ohio (Detroit, Cleveland et Akron) sont demeurées connectées au reste de l'Interconnexion de l'Est uniquement au nord à l'interface entre les réseaux du Michigan et de l'Ontario (figure 6.15). L'énergie de sources internes dont disposait l'est du Michigan et le nord de l'Ohio était encore très faible et la tension diminuait. La fréquence dans la région de Cleveland chutait rapidement, et entre 16 h 10 min 39 s et 16 h 10 min 50 s HAE, les systèmes de délestage automatiques pour cause de sous-fréquence sont intervenus dans la région de Cleveland et ont soulagé le réseau d'une charge d'environ 1 750 MW. Cependant, le délestage n'a pas réduit suffisamment de charge par rapport à la production locale pour rééquilibrer et stopper la baisse de fréquence. Comme le réseau électrique cherche toujours à équilibrer charge et production d'électricité, les appels de puissance de la région de Detroit et de Cleveland ont eu pour effet d'attirer vers elle toute la puissance disponible via le seul grand couloir encore ouvert – les lignes partant de l'est du Michigan et se dirigeant vers l'Ontario. Les désadaptations entre production et charge se traduisent par des changements de fréquence, ainsi quand il y a plus de production que de charge, la fréquence s'élève et quand il y a moins de production que de charge, la fréquence baisse.

Figure 6.15 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : panne de lignes au Michigan et détachement de l'Ohio de la Pennsylvanie

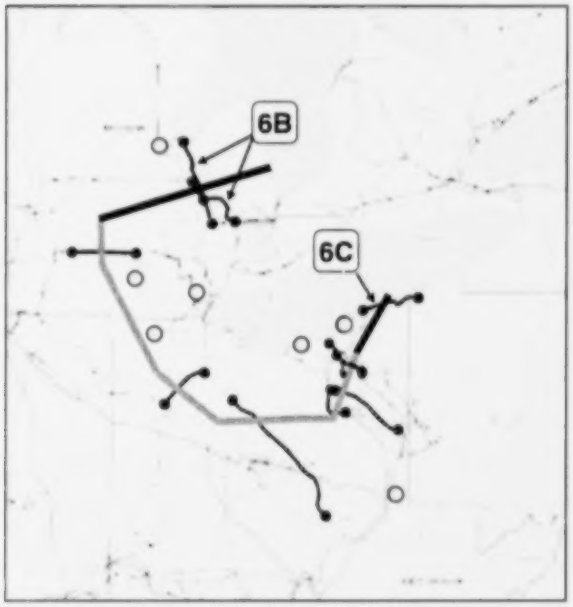
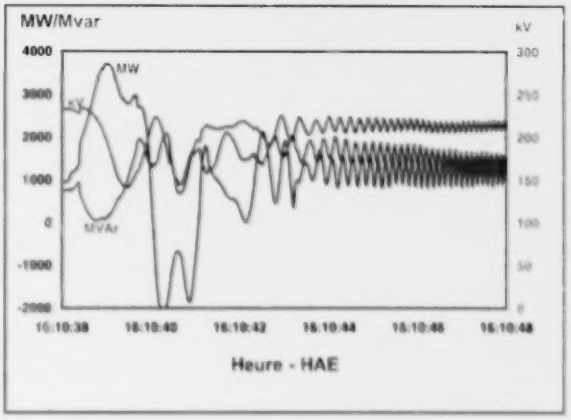


Figure 6.16 Puissance active et réactive et tension du courant venant de l'Ontario et arrivant au Michigan



À 16 h 10 min 38,6 s HAE, après la rupture des voies de transport ci-dessus vers le Michigan et l'Ohio, le courant qui circulait à des niveaux modestes vers le Michigan en provenance de l'Ontario, a soudain augmenté en magnitude. Alors que le courant venant de l'Ontario en direction du Michigan se situait entre 250 et 350 MW depuis 16 h 10 min 9,06 s HAE, il a, avec cette crête, atteint 3 700 MW à 16 h 10 min 39 s HAE (figure 6.16). L'électricité circulait vers le Michigan en décrivant une immense boucle traversant la Pennsylvanie, l'État de New York et l'Ontario, en empruntant la liaison restante pour desservir les charges combinées de Cleveland, Toledo et Detroit. Ce retour soudain d'énergie d'une grande puissance a entraîné une chute de tension radicale et provoqué des pics de courant sur les lignes de transport le long de l'interface Pennsylvanie-New York.

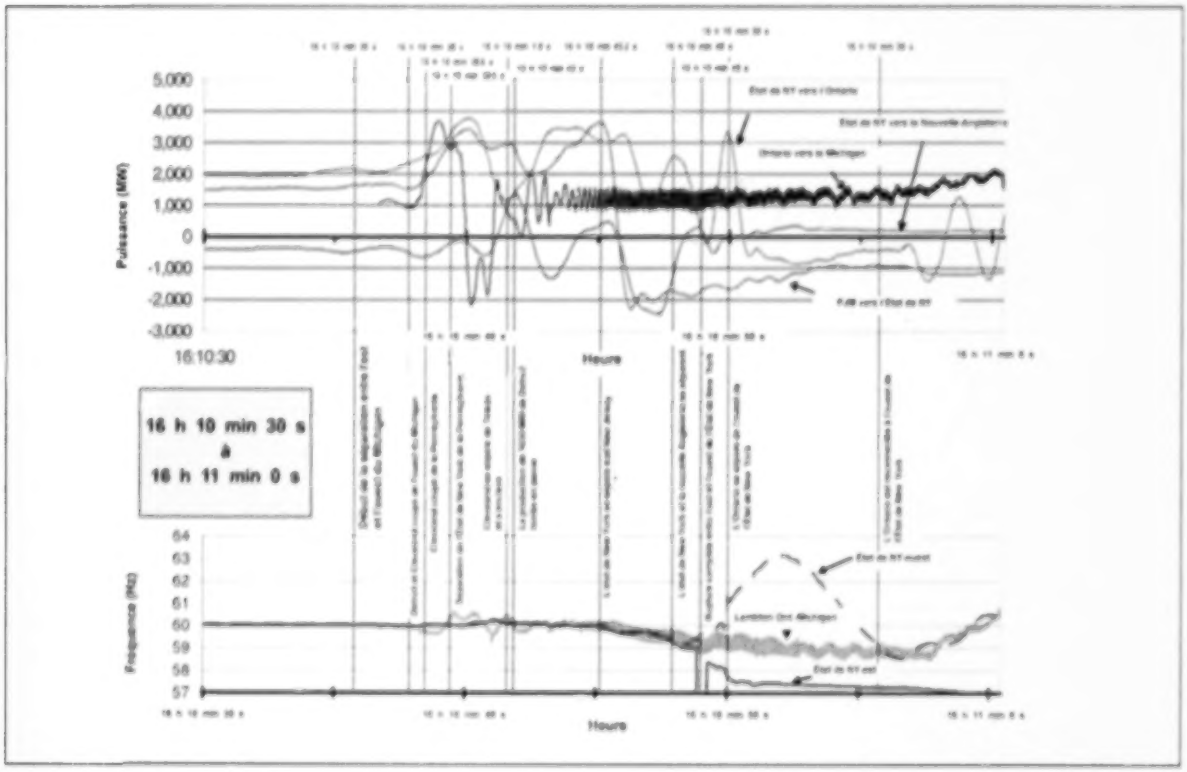
Il s'agissait d'une crête de courant d'une grande magnitude, ce qui signifie que la fréquence n'était pas la même dans les diverses parties de l'Interconnexion de l'Est. Comme le montre la figure 6.16, cette hausse de puissance a produit un brusque affaissement des tensions. La puissance du courant électrique arrivant à Detroit a dépassé 3 700 MW et 1 500 Mvar – la crête de courant tirait de la puissance active et réactive du nord-est, provoquant la chute des tensions en Ontario et dans l'État de New York. En même temps, les tensions locales dans la région de Detroit s'effondraient car Detroit avait déjà perdu 500 MW de production locale. Cette ville allait bientôt perdre toute synchronisation et être en panne totale (comme l'indiquent les rapides oscillations de puissance en baisse après 16 h 10 min 43 s HAE).

Juste avant la panne de la ligne Argenta-Battle Creek, quand l'est et l'ouest du Michigan se sont séparés en deux à 16 h 10 min 37 s HAE, presque toutes les génératrices de l'Interconnexion de l'Est fonctionnaient en synchronisme avec la fréquence générale du réseau à 60 Hertz (comme le montre le bas de la figure 6.17), mais quand l'augmentation soudaine a commencé, ces génératrices ont absorbé une certaine quantité d'énergie en essayant de s'ajuster et de se resynchroniser avec la fréquence qui changeait rapidement. Dans de nombreux cas, cet ajustement n'a pas réussi et les génératrices sont tombées en panne quelques millisecondes à quelques secondes plus tard.

C'est la panne de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West à 16 h 10 min 38,6 s HAE qui a plongé le Nord-Est dans une période d'instabilité transitoire et de perte de synchronisation de la production. Entre 16 h 10 min 38 s et 16 h 10 min 41 s HAE, les oscillations de puissance ont entraîné une augmentation extraordinaire et soudaine de la fréquence du réseau, atteignant 60,7 Hz à Lambton et 60,4 Hz à Niagara.

Comme les appels d'électricité du Michigan, de l'Ohio et de l'Ontario avaient pour effet de tirer l'énergie des lignes traversant l'État de New York et la Pennsylvanie, des énormes quantités d'énergie provenant du New Jersey se dirigeaient vers le nord en empruntant les lignes de jonction de l'État de New York, ce qui amplifiait encore plus les oscillations de puissance. La figure 6.17 montre la somme des débits de ligne nets réels aux interfaces entre les principales régions touchées par ces oscillations – l'Ontario en direction du Michigan, New York en direction de l'Ontario, New York en direction de la Nouvelle-Angleterre et PJM en direction de l'État de New York. Elle montre clairement que les oscillations de puissance ne se manifestaient pas à l'unisson à chaque interface et à chaque instant, mais variaient en magnitude et en direction. Cela s'est produit pour deux raisons. Premièrement, la disponibilité des lignes pour établir le trajet à travers chaque interface variait au fil du temps, comme le niveau de charge qui tirait du courant à chaque interface, de sorte que les débits nets à travers chaque interface ne faisaient pas face à une demande constante et une capacité constante à mesure que la cascade s'amplifiait. Deuxièmement, la vitesse et la

Figure 6.17 Puissance et fréquence mesurées aux interfaces régionales entre 16 h 10 min 30 s et 16 h 11 min 0 s HAE, avec les principaux événements de la cascade



magnitude de l'oscillation étaient tempérées par l'inertie, les capacités de puissance réactive, les conditions de charge et l'emplacement des génératrices dans toute la région.

Après que Cleveland eut été coupé de la Pennsylvanie et des sources d'énergie de l'est, la figure 6.17 montre le début de l'oscillation dynamique à 16 h 10 min 38,6 HAE. Comme les charges de Cleveland, Toledo et Detroit, (moins la partie déjà en panne) sortait maintenant du Michigan et de l'Ontario, cela à produit un gigantesque décalage de puissance pour répondre à la demande. Comme on l'a noté ci-dessus, les flux de courant en provenance de l'Ontario en direction du Michigan passaient de 1 000 MW à 3 700 MW peu après le début de l'oscillation, tandis que les flux de courant en provenance de PJM en direction de l'État de New York n'étaient pas loin derrière. Or, dans les deux secondes suivant le début de l'oscillation, à 16 h 10 min 40 s HAE, le courant s'est inversé, revenant du Michigan vers l'Ontario en même temps que la fréquence à l'interface chutait, ce qui indiquait qu'une importante production était perdue. Le courant qui circulait vers l'ouest à travers l'interface Ontario-Michigan et qui avait atteint plus de 3 700 MW à 16 h 10 min 38,8 s était tombé à 2 100 MW vers l'est à 16 h 10 min 40 s, puis est revenu vers l'ouest à 16 h 10 min 40,5 s.

Une série de circuits se sont ouverts à la limite entre les réseaux de PJM et de la NYISO, à cause du fonctionnement des relais d'impédance de zone 1 à la suite d'une surcharge et d'une chute de tension. La crête de courant s'est aussi déplacée en direction de la Nouvelle-Angleterre et des provinces maritimes au Canada. La combinaison de la crête de courant et de l'augmentation de fréquence a entraîné la mise hors circuit de génératrices présélectionnées d'une puissance totale de 380 MW dans les provinces maritimes, par suite de l'activation du système de protection spécial « Perte de ligne 3001 » d'Énergie NB. Ce système, conçu à l'origine pour répondre aux défaillances éventuelles de la liaison à 345 kV entre les provinces maritime et la Nouvelle-Angleterre, a néanmoins réagi aux effets de la crête de courant. La liaison est demeurée intacte pendant la panne.

6D) 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 46 s HAE : dans le nord de l'Ohio et l'est du Michigan, les conditions continuent de se dégrader et d'autres lignes et centrales tombent en panne

Ouvertures de lignes en Ohio et dans l'est du Michigan

16 h 10 39,5 s HAE : ligne à 345 kV Bayshore-Monroe

16 h 10 39,6 s HAE : ligne à 345 kV Allen Junction-Majestic-Monroe

16 h 10 40,0 s HAE : ligne à 345 kV Majestic-Lemoyne

Sous-station à 345 kV Majestic : une borne s'est ouverte séquentiellement sur toutes les lignes à 345 kV

16 h 10 41,8 s HAE : ligne à 345 kV Fostoria Central-Galion

16 h 10 41,911 s HAE : ligne à 345 kV Beaver-Davis Besse

Délestage pour sous-fréquence en Ohio

Délestage de 1,754 MVA de FirstEnergy

Délestage de 133 MVA d'AEP

Sept centrales ont perdu des génératrices, pour un total de 3 294 MW en Ohio :

16 h 10 min 42 s HAE : génératrices 1 à 4 Bay Shore (551 MW près de Toledo) pour cause de surexcitation

16 h 10 min 40 s HAE : génératrice 18 Lakeshore (156 MW, près de Cleveland) pour cause de sous-fréquence

16 h 10 min 41,7 s HAE : génératrices 1, 2 et 3 Eastlake (total de 304 MW, près de Cleveland) pour cause de sous-fréquence

16 h 10 min 41,7 s HAE : génératrice 9 Avon Lake (580 MW, près de Cleveland), pour cause de sous-fréquence

16 h 10 min 41,7s HAE : génératrice nucléaire Perry 1 (1 223 MW, près de Cleveland) pour cause de sous-fréquence

16 h 10 min 42 s HAE : génératrice 5 Ashtabula (184 MW, près de Cleveland) pour cause de sous-fréquence

16 h 10 min 43 s HAE : génératrices West Lorain (296 MW) pour cause de sous-tension

Mise hors circuit de quatre centrales produisant 1 759 MW près de Detroit

16 h 10 min 42 s HAE : génératrice 1 Greenwood (253 MW) pour cause de sous-tension, courant élevé

16 h 10 min 41 s HAE : génératrice 1 Belle River (637 MW) hors phase

16 h 10 min 41 s HAE : génératrice 7 St. Clair (221 MW, génératrice DTE), pour cause de sur tension

16 h 10 min 42 s HAE : génératrices 7A, 8 et 9 Trenton Channel (648 MW)

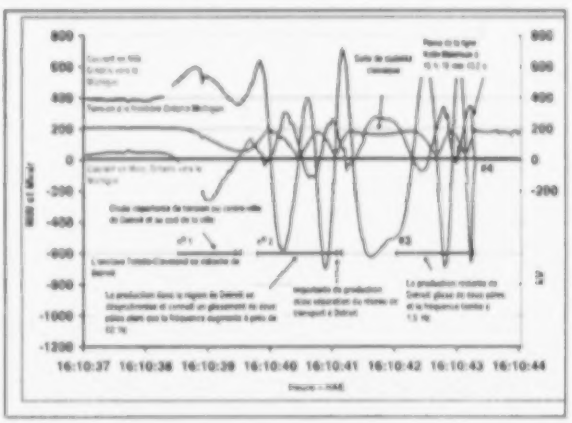
De retour dans le nord de l'Ohio, la mise hors circuit des lignes à 345 kV Bay Shore-Monroe, Majestic-Lemoyne, Allen Junction-Majestic-Monroe et du transformateur 345/138 kV Ashtabula a fait de Toledo et de Cleveland une grande « enclave » électrique (figure 6.18). Dans cette enclave, la fréquence a commencé à chuter rapidement. Il s'est produit alors une série d'arrêts de centrales régionales sous l'effet de l'activation des relais à minimum de fréquence, y compris les génératrices de Bay Shore. Quand la ligne à 345 kV Beaver-Davis Besse entre Cleveland et Toledo est tombée en panne, Cleveland est devenue une enclave isolée et la fréquence de la région a rapidement chuté. La charge de la région de Cleveland a été déconnectée par délestage automatique pour sous-fréquence (environ 1 300 MW), de même qu'une autre charge de 434 MW, après que les génératrices restantes dans l'enclave eurent été mises hors service par des relais à minimum de fréquence. Cette soudaine chute de la charge contribua à inverser l'oscillation de puissance. Des parties de Toledo sont aussi tombées dans le noir suite à un délestage automatique pour sous-fréquence, mais la plus grande partie de la charge de Toledo a été récupérée par le rétablissement automatique de diverses lignes, telles la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central et plusieurs lignes à la sous-station Majestic à 345 kV.

La centrale nucléaire Perry est située en Ohio sur la rive du lac Érié, près de la frontière avec la Pennsylvanie. Cette centrale se trouvait dans une enclave où l'électricité baissait rapidement et elle a été, de par sa conception, mise hors circuit, pour cause de sous-fréquence. Un certain nombre d'autres génératrices près de Cleveland ont été stoppées par leurs dispositifs de protection contre les sous-fréquences.

L'énorme crête de courant qui est parvenue au Michigan, à partir de 16 10 min 38 s, s'est produites quand Toledo et Cleveland étaient encore connectées au réseau uniquement par Detroit. Après la panne de la ligne Bayshore-Monroe à 16 h 10 min 39 s, Toledo et Cleveland ont été séparées dans leur propre enclave, envoyant une grande quantité de courant dans le réseau de Detroit. Detroit connut alors une production d'électricité excessive soudaine, dont la plus grande partie a accéléré considérablement en angle, à alors que la chute de tension à Detroit (provoquée par la forte demande à Cleveland) a pratiquement mis les génératrices de Detroit hors phase. Les génératrices de Detroit produisant alors au maximum, ont commencé à se désynchroniser du reste du réseau. Quand la tension est revenue à une valeur proche de la normale à Detroit, les génératrices n'ont pu ralentir assez vite et ont fini par produire des niveaux de sortie temporairement excessifs, toujours hors de phase avec le réseau. Cette situation est évidente dans la figure 6.19 qui montre au moins deux « glissements de polarité »

Figure 6.18 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 46 s HAE : formation de l'enclave de Cleveland et Toledo

Figure 6.19 Génératrices sous contrainte à Detroit, selon les indications des enregistreurs PSDR de Keith



par des centrales de la région de Detroit entre 16 h 10 min 40 s et 16 h10 min 42 s HAE. Plusieurs grandes génératrices dans les environs de Detroit – Belle River, St. Clair, Greenwood, Monroe et Fermi – ont été mises hors circuit par voie de conséquence. Après la formation de l'enclave Cleveland-Toledo à 16 h 10 min 40 s HAE, la fréquence à Detroit a connu une pointe de presque 61,7 Hz avant de chuter, avec une égalisation momentanée entre les réseaux de Detroit et de l'Ontario, mais la fréquence à Detroit commença à chuter à 2 Hz et les génératrices ont alors perdu de leur vitesse.

Un autre coup d'œil à la figure 6.17 montre l'oscillation de puissance venant du Nord-Est, traversant l'Ontario en direction du Michigan et du nord de l'Ohio qui a commencé à 16 h 10 min 37 s, et comment elle s'est inversée en faisant le tour du lac Érié à 16 h 10 min 39 s HAE. Ce retour a été provoqué par la combinaison des oscillations naturelles, accéléré par des pertes importantes de charge, alors que le réseau du nord de l'Ohio se détachait du Michigan. Cela a provoqué un changement de circulation du courant de 5 800 MW, de 3 700 MW vers l'ouest à 2 100 MW vers l'est à travers l'Ontario jusqu'à la frontière du Michigan entre 16 h 10 min 39,5 s et 16 h 10 min 40 s HAE. Comme le réseau était encore totalement dynamique, cette énorme oscillation se dirigeant vers l'est devait naturellement rebondir, ce qui a commencé à 16 h 10 min 40 s HAE avec un fléchissement, compte tenu des décalages de production entre le Michigan et l'Ontario et d'autres pertes de lignes en Ohio.

16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : la région ouest de la Pennsylvanie se sépare de l'État de New York

6E) 16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Watercure Road

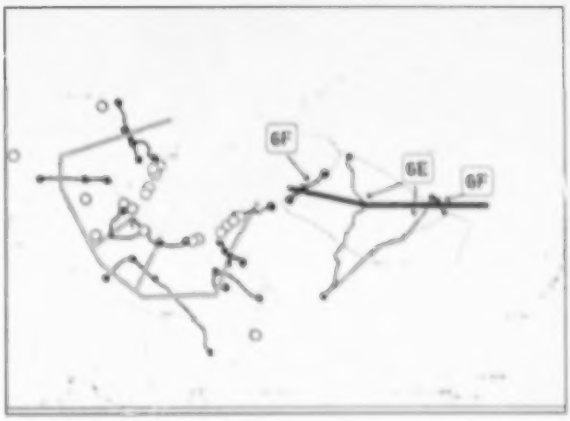
16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Stolle Road

6F) 16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV South Ripley-Erie East et ligne à 230 kV South Ripley-Dunkirk

16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV East Towanda-Hillside

Réagissant à la crête de courant venant du Michigan et se dirigeant vers l'Ontario et pénétrant dans l'État de New York et le réseau de PJM, les relais de zone 1 sur les lignes à 345 kV ont coupé la Pennsylvanie de l'État de New York (figure 6.20). Les lignes Homer City-

Figure 6.20 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : rupture de la liaison entre l'ouest de la Pennsylvanie et l'État de New York



Watercure (285 km ou 177 milles) et Homer City-Stolle Road (333 km ou 207 milles) sont très longues et leur impédance est donc élevée. Les relais de zone 1 n'ont pas de temporisateurs et fonctionnent très rapidement quand une oscillation de puissance pénètre dans le rayon d'action du relais. Quand la longueur des lignes est normale, les relais de zone 1 ont de petits rayons d'action puisque le relais mesure et surveille moins d'une longueur complète de ligne – mais dans le cas d'une ligne longue, la grande impédance de la ligne élargit le rayon d'action du relais et le rend plus susceptible d'être atteint par l'oscillation de puissance. Les lignes Homer City-Watercure et Homer City-Stolle Road n'ont pas de relais de zone 3.

Compte tenu de la longueur et de l'impédance de ces lignes, il était fortement probable qu'elles allaient se séparer très tôt face à d'aussi grandes oscillations de puissance. La plupart des interfaces entre les régions se trouvent sur des lignes de jonction courtes – par exemple, les lignes de jonction entre l'État de New York et l'Ontario et l'Ontario et le Michigan n'ont qu'une longueur de 3,2 km (2 milles) environ, de sorte qu'elles sont électriquement très courtes et ont une impédance nettement plus basse et elles sont moins facilement mises hors circuit que les lignes longues. Le rayon d'action d'un relais de zone 1 couvre une ligne courte, de sorte qu'une oscillation de puissance est moins susceptible d'entrer dans le rayon d'action du relais, évitant ainsi un déclenchement du relais de zone 1.

À 16 h 10 min 44 s HAE, la partie nord de l'Interconnexion de l'Est (y compris l'est du Michigan) était connectée au reste de l'Interconnexion à deux

endroits seulement : (1) à l'est par des lignes de jonction de 500 kV et de 230 kV entre l'État de New York et le nord-est du New Jersey et (2) à l'ouest par l'intermédiaire de la liaison de transport à 230 kV, longue et électriquement fragile, reliant l'Ontario au Manitoba et au Minnesota. La séparation de l'État de New York de la Pennsylvanie (laissant seulement les lignes en provenance du New Jersey vers l'État de New York reliées à PJM au nord-est) a protégé le réseau de PJM en partie contre ces oscillations. La fréquence était élevée en Ontario à ce moment-là, indiquant qu'il y avait plus de production d'électricité que de charge, à tel point que l'inversion de ce courant n'a jamais franchi l'Ontario en direction de l'État de New York.

6G) 16 h 10 min 42 s à 16 h 10 min 45 s HAE : des voies sont rompues dans le New Jersey et le nord de l'Ontario, isolant la partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est

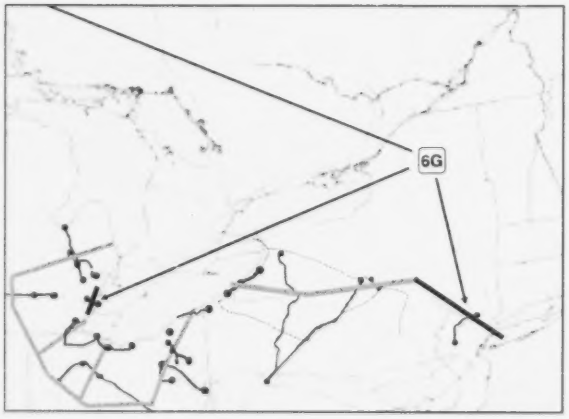
16 h 10 min 43 s HAE : chute de la ligne à 230 kV Keith-Waterman

16 h 10 min 45 s HAE : chute des lignes à 230 kV Wawa-Marathon

16 h 10 min 45 s HAE : chute de la ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo

À 16 h 10 min 43 s HAE, l'est du Michigan était toujours connecté à l'Ontario, mais la ligne à 230 kV Keith-Waterman qui forme une partie de cette interface a été déconnectée automatiquement en raison de son impédance apparente (figure 6.21). Le restant de l'interface entre l'Ontario et le Michigan a reçu ainsi davantage de courant, mais cette fluctuation a déclenché des oscillations soutenues à la fois dans la circulation du courant et la fréquence le long de la ligne à 230 kV restante.

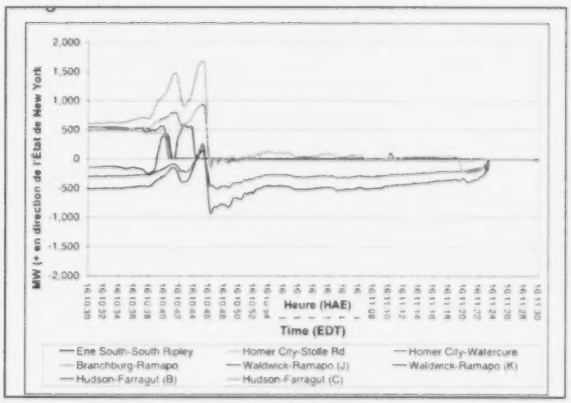
Figure 6.21 16 h 10 min 45 s HAE : le nord-est se sépare de l'Interconnexion de l'Est



À 16 h 10 min 45 s HAE, la région nord-ouest de l'Ontario a été coupée du reste de l'Ontario quand les lignes à 230 kV Wawa-Marathon (168 km de longueur ou 104 milles) se sont déconnectées le long de la rive nord du lac Supérieur, événement déclenché par les relais de distance de zone 1 aux deux extrémités. La zone située à l'extrême nord-ouest de l'Ontario est toutefois demeurée connectée aux réseaux du Manitoba et du Minnesota et a donc été protégée contre la panne.

La ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo de 111 km (69 milles) de longueur et le transformateur Ramapo entre le New Jersey et l'État de New York était la dernière grande voie de transport encore en fonction entre l'Interconnexion de l'Est et la région touchée par la panne. La figure 6.22 montre comment cette ligne s'est déconnectée à 16 h 10 min 45 s HAE, de même que les lignes annexes à 230 et 138 kV dans le nord-est du New Jersey. La ligne Branchburg–Ramapo transportait plus de 3 000 MVA et 4 500 A la tension étant à 79 % avant qu'elle ait été mise hors circuit, soit à la suite d'une oscillation à grande vitesse dans la zone 1, soit d'une déconnexion directe par transfert. L'équipe d'enquête examine encore la raison pour laquelle les lignes aériennes à 230 kV de haute impédance sont tombées en panne alors que les câbles sous-terrains à 230 kV Hudson-Farragut ne sont pas tombés en panne; les données disponibles laissent entendre que l'impédance nettement inférieure des câbles sous-terrains les a rendus moins vulnérables à la contrainte électrique exercée sur le réseau.

Figure 6.22 Les lignes de jonction entre PJM et l'État de New York se déconnectent



Note : Les données de cette figure proviennent du système analogique haute vitesse SDAC du système de gestion de l'énergie de la NYISO qui enregistre 10 échantillons à la seconde.

La partie nord-est du New Jersey est toujours restée connectée à l'État de New York, pendant que la Pennsylvanie et les autres parties du New Jersey étaient connectées au reste de l'Interconnexion de l'Est. Dans le nord-est du New Jersey, la séparation a eu lieu le long des liaisons à 230 kV qui sont les principales artères alimentant la partie nord du New Jersey (les deux circuits Roseland-Athenia et le circuit Linden-Bayway). Ces circuits alimentent d'importantes charges de clients dans le nord du New Jersey et sont la principale artère de transport de courant en direction de la ville de New York, elles sont donc habituellement plus chargées que les autres interfaces. Ces lignes ont été mises hors circuit à l'ouest et au sud des gros circuits de consommation dans le nord-est du New Jersey.

Le détachement de l'État de New York, de l'Ontario et de la Nouvelle-Angleterre du reste de l'Interconnexion de l'Est s'est produit en raison de ruptures naturelles du réseau et du fonctionnement automatique des relais, qui ont exactement accompli ce qu'ils devaient faire. Aucune intervention humaine n'a eu lieu de la part des opérateurs au siège social de PJM au ailleurs pour effectuer ce détachement. À ce moment-là, l'Interconnexion de l'Est était sectionnée en deux grandes zones. Au nord et à l'est de la ligne de démarcation se trouvaient la ville de New York, la partie nord du New Jersey, l'État de New York, la Nouvelle-Angleterre, les provinces maritimes canadiennes, l'est du Michigan, la plus grande partie de l'Ontario et le réseau du Québec.

La partie restante de l'Interconnexion de l'Est, au sud et à l'ouest de cette ligne, était relativement épargnée par la panne. La fréquence dans l'Interconnexion de l'Est était de 60,3 Hz au moment de la séparation; cela signifie qu'environ 3 700 MW de production en trop qui était en train d'être exportée dans le nord-est se trouvait maintenant dans la principale enclave de l'est, séparée de la charge qu'elle desservait. L'enclave du nord-est avait ainsi encore moins de production interne alors qu'elle essayait de se rééquilibrer au cours de l'étape suivante de la cascade.

Étape 7 : 16 h 10 min 46 s à 16 h 12 min HAE : de nombreuses enclaves se forment dans le nord-est des États-Unis et au Canada

Aperçu de cette étape

Au cours des trois secondes suivantes, la partie nord enclavée de l'Interconnexion de l'Est se fragmente. La figure 6.23 montre les événements survenus lors de cette étape.

7A) 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 47 s HAE : les lignes de transport du nord-est New York - Nouvelle-Angleterre se déconnectent

7B) 16 h 10 min 49 s HAE : le réseau de transport de l'État de New York se divise tout le long de l'interface est

7C) 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes du Niagara et du Saint-Laurent se sépare de l'ouest de l'enclave de New York

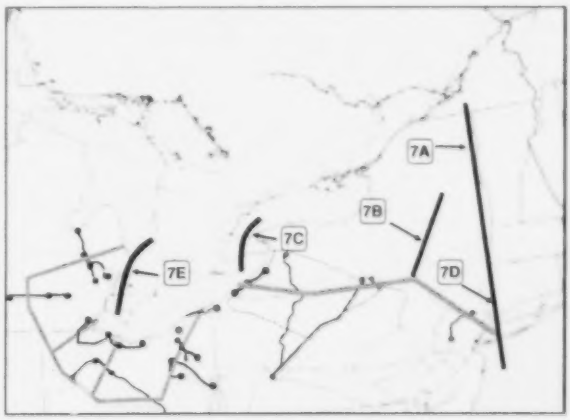
7D) 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se sépare de la ville de New York

7E) 16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport restantes entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent

À ce moment-là, la plupart des portions de la zone touchée tombent en panne.

Si la sixième étape de la cascade concernait des oscillations dynamiques du réseau, la dernière repose sur une question de recherche d'équilibre entre la charge et la production. Il est donc nécessaire de comprendre trois choses au sujet de la protection du réseau – pourquoi la panne s'est arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée, comment et pourquoi fonctionnent le délestage automatique en cas de sous-tension et le délestage automatique dû à une baisse de fréquence et, enfin, ce qui est arrivé aux génératrices le 14 août et pourquoi cela est arrivé. Ces questions sont importantes du fait que la charge et la production doivent, en bout de ligne, s'équilibrer en temps réel pour demeurer stables.

Figure 6.23 L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment



Lorsque le réseau se fragmente en enclaves, si les génératrices fonctionnent plus longtemps, les chances sont meilleures de garder les lumières ouvertes au sein de chacune des enclaves et de rétablir le service, à la suite d'une panne; par conséquent, le délestage automatique, les dispositifs de protection des génératrices et ceux des relais de transport ne doivent pas être déclenchés trop tôt. Ils doivent tous être coordonnés afin de réduire la probabilité d'une panne du réseau et, lorsque la panne survient, de maximiser les chances de survie de l'enclave.

Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée?

L'exploitation d'un réseau dans des conditions extrêmes peut endommager l'équipement de diverses façons : par exemple, les conducteurs d'aluminium peuvent fondre (courants trop intenses) ou les ailettes des turbines à l'intérieur des génératrices peuvent se briser (en cas de variations des fréquences). Le réseau électrique est conçu de telle façon que les pièces d'équipement (lignes de transport, transformateurs, centrales électriques, etc.) qui pourraient être menacées d'avaries par diverses anomalies (tensions, impédance ou fréquence apparente excessives ou insuffisantes) se mettent automatiquement hors circuit. C'est là le travail des relais.

Les génératrices des centrales électriques sont généralement les éléments les plus coûteux d'un réseau de transport et de distribution d'électricité. Les dispositifs de protection des réseaux vont donc automatiquement déconnecter les génératrices si les conditions d'exploitation du réseau deviennent inacceptables. Grâce à cette mesure préventive, la génératrice demeure en bon état, ce qui permet au réseau de se remettre en charge, une fois la panne terminée et le rétablissement amorcé. Lorsque des oscillations de puissance surviennent dans des génératrices en train de se désynchroniser d'avec le reste du réseau, il existe un moyen efficace de mettre fin à cette anomalie, à savoir interrompre complètement la circulation électrique en déconnectant les génératrices en question du reste du réseau. La façon la plus courante de protéger une génératrice contre les oscillations de puissance est de mettre le réseau de transport hors circuit aux endroits où les oscillations sont détectées – idéalement avant que la vague d'oscillations n'atteigne des niveaux critiques et n'endommage l'appareil ou le réseau.

Le 14 août, la cascade de pannes devint une course à obstacles entre le courant qui cherchait à passer et les relais. Les lignes qui sont tombées les premières étaient généralement les plus longues, dotées de réglages de relais prévoyant une zone de déclenchement plus longue en cas d'apparition d'impédance apparente sur la ligne et de réglages de durée normale. Le 14 août, les relais sur les longues lignes à 345 kV comme celles entre Homer City et Watercure et entre Homer City et Stolle, en Pennsylvanie, qui ne sont pas très intégrées au réseau de transport électrique, se sont déclenchés rapidement et ont fait la différence entre les sections du réseau qui tombaient en panne et celles qui se remettaient en marche sans propager de cascade. Le même phénomène a été observé lors des pannes survenues dans la région du Nord-Ouest du Pacifique en 1996 : les lignes de transport de grande étendue sont tombées avant les lignes plus courtes faisant partie de réseaux denses et mieux alimentés.

La tension d'une ligne de transport divisée par son courant donne « l'impédance apparente ». Les relais de protection des lignes de transport standard mesurent en permanence l'impédance apparente. Lorsque celle-ci tombe à l'intérieur des limites de réglage du relais pendant une période de temps déterminée, le relais intervient et met la ligne hors circuit. La plupart des mises hors circuit affectant les lignes qui longeaient la frontière des régions en panne (entre le réseau de PJM et l'État de New York, par exemple) correspondaient à des interventions rapides, ce qui indique que les lignes ont été coupées parce qu'elles subissaient le choc d'une crête de courant massive. Les tensions et l'intensité des courants véhiculés sur les lignes lors du passage de la crête ont amené les relais à réagir comme s'il s'agissait de fuites à la terre. Cette pointe de courant correspondait à des transferts massifs d'énergie électrique vers des régions où la production d'électricité était déficiente (Cleveland, Toledo et Detroit) ou reprenait. Les mouvements en question relevaient exclusivement des lois de la physique et n'avaient rien à voir avec les programmes d'échange d'énergie. Dans un réseau, l'électricité passe toujours des zones qui disposent d'un surplus d'énergie vers les zones qui en manquent.

Le 14 août, les réglages des relais de protection sur les lignes de transport ont fonctionné comme ils le devaient, conformément à leur conception et à leur programmation. Dans certains cas, les relais de ligne n'ont pas été déclenchés dans la trajectoire d'une crête de courant parce que l'impédance apparente de la ligne n'était pas assez faible – non en raison de la magnitude du courant, mais bien parce que la tension sur cette ligne était suffisamment élevée pour que l'impédance qui en a résulté suffise à empêcher l'entrée dans la zone cible des relais. Par conséquent, les niveaux de tension relative dans la région Nord-Est ont aussi été déterminants dans la délimitation des zones ayant résisté à la panne.

Dans le Midwest, comme les tensions étaient en baisse, de nombreuses génératrices dans la zone affectée produisaient déjà le maximum de puissance réactive, avant même le début de la panne. Cette situation laissait peu de marge de manœuvre pour faire face aux basses tensions – il aurait fallu forcer les génératrices à produire encore davantage de puissance réactive – si bien qu'on pouvait difficilement absorber toute déviation des tensions ou des fréquences. Par contre, dans le Nord-Est – particulièrement dans les réseaux de PJM, de l'État de New York et de l'EIR de Nouvelle-Angleterre – les responsables s'attendaient à une forte demande d'énergie en fin d'après-midi le 14 août et avaient préparé leur réseau en conséquence, augmentant la capacité de puissance réactive à leur disposition. Ainsi, lorsque se manifestèrent les premières vagues d'oscillations de tension et de fréquence, ces régions disposaient déjà d'une capacité réactive capable d'amortir les effets d'une éventuelle baisse des tensions, sans [illegible]quer les pannes généralisées.

L'équipe d'enquête a eu recours à la simulation pour déterminer si des dispositifs spéciaux de protection, conçus pour détecter une cascade imminente et séparer le réseau électrique à des interfaces précises, auraient pu ou devraient être mis en place afin d'interrompre une crête de courant et de l'empêcher de se propager dans une interconnexion et de causer la mise hors circuit de lignes et de génératrices et la formation d'enclaves de l'ampleur de celles qui sont survenues ce jour-là. L'équipe a conclu que de tels dispositifs n'auraient été d'aucune efficacité le 14 août.

Délestage pour sous-fréquence et délestage en cas de sous-tension

Dans un réseau électrique, les mesures de délestage automatique sont des mesures de dernier recours, selon la théorie qui veut qu'il soit sage de gérer avec soin le délestage d'une partie de la charge, si cette opération peut prévenir une perte de charge trop importante en raison d'une situation imprévisible. Par conséquent, il existe, en Amérique du Nord, deux types de délestage de charge – le délestage en cas de sous-tension, qui réduit la charge afin de prévenir un affaissement de tension dans les zones locales, et le délestage pour sous-fréquence, qui vise à rééquilibrer la charge et la production d'énergie à l'intérieur d'une enclave électrique, une fois sa création en raison d'une perturbation du réseau.

Le délestage automatique en cas de sous-tension (DAST) réagit directement aux conditions de la tension dans une zone locale. Il abaisse la charge de quelques centaines de MW dans des blocs présélectionnés à l'intérieur des centres urbains; ce type de délestage est déclenché par étapes lorsque la tension locale descend à un niveau désigné – probablement 89 à 92 % ou même plus – avec un délai de quelques secondes. Le DAST vise à éliminer la charge afin de rétablir la puissance réactive en fonction de la demande, de prévenir l'affaissement de la tension et de limiter un problème de tension à une zone locale plutôt que de le laisser se propager et prendre de l'ampleur. Si le premier palier de délestage ne permet pas au réseau de se rééquilibrer et que la tension continue à baisser, on procède au délestage du prochain bloc. Le DAST n'est pas obligatoire; c'est le conseil de gestion de la fiabilité et/ou de la zone de contrôle qui décide d'y avoir recours ou non. Les plans de DAST et les points de déclenchement devraient respecter les vulnérabilités du réseau de la zone locale, en s'appuyant sur les études sur les affaissements de tension. Comme on l'a souligné au chapitre 4, aucun système de DAST n'est en place sur le territoire de Cleveland et d'Akron. Si un tel système avait été mis en œuvre avant août 2003, le délestage de 1 500 MW de charge dans cette région avant la perte de la ligne Sammis-Star aurait peut-être permis d'éviter la cascade et la panne. **Recommandation 21, page 178**.

Contrairement au DAST, le délestage automatique pour sous-fréquence (DASF) est conçu pour être utilisé dans des conditions extrêmes afin de stabiliser l'équilibre entre la production et la charge, une fois qu'une enclave électrique s'est formée, faisant suffisamment baisser la charge pour permettre à la fréquence de se stabiliser au sein de l'enclave. En Amérique du Nord, toutes les génératrices synchrones sont conçues pour fonctionner à 60 cycles par seconde (hertz) et la fréquence indique le niveau d'équilibre entre la charge et la production – si, à un moment ou à un autre, la charge est plus forte que la production, la fréquence descend sous 60 Hz et elle s'élève au-dessus de ce niveau, si la production est plus forte que la charge. En faisant baisser la charge pour qu'elle corresponde à la production disponible dans l'enclave, le DASF constitue un filet de sécurité qui aide à prévenir la panne totale dans l'enclave, ce qui permet au réseau de se remettre en charge plus rapidement par la suite. Le DASF n'est pas efficace s'il y a de l'instabilité électrique ou encore un affaissement de la tension dans l'enclave.

Aujourd'hui, le NERC rend obligatoire l'installation de dispositifs de DASF, conçus pour abaisser, par paliers, la charge d'au moins 25 à 30 % au sein de chaque région où il y a un coordonnateur de la fiabilité. Les dispositifs en question sont conçus pour débrancher

automatiquement une partie de la clientèle (désignée à l'avance), si la fréquence devient trop basse (étant donné qu'une basse fréquence indique un déficit de la production par rapport à la charge), le délestage s'amorçant généralement lorsque la fréquence descend à 59,3 Hz. D'autres charges sont progressivement abandonnées si la fréquence continue de baisser. Le dernier palier de délestage est fixé à un niveau de fréquence qui se situe juste au-dessus du point de réglage (57,5 Hz) des relais de protection des génératrices, qui interviennent en cas de baisse excessive de la fréquence pour préserver les équipements de possibles avaries (voir la figure 2.4).

Au sein du conseil NPCC, après la panne du Nord-Est de 1965, la région a adopté des critères de délestage automatique pour sous-fréquence et de délestage manuel dans les dix minutes pour éviter une répétition de la panne en cascade et mieux protéger les équipements des dommages provoqués par un effondrement brusque du réseau. Les déclencheurs de délestage de charge pour sous-fréquence varient selon les conseils régionaux de gestion de la fiabilité - New York et tout le Northeast Power Coordination Council, et aussi le Mid-Atlantic Area Council, ont fixé à 59,3 Hz le premier palier de DASF, alors que l'ECAR utilise un premier palier de 59,5 Hz.

L'après-midi du 14 août, on a procédé aux DASF suivants :

- L'Ohio a réduit sa charge de plus de 1 883 MVA, à compter de 16 h 10 min 39 s HAE
- Le Michigan a délesté au total 2 835 MW
- New York a procédé à un délestage total de 10 648 MW, en plusieurs paliers, à compter de 16 h 10 min 48 s HAE
- PJM a procédé à un délestage total de 1 324 MVA en trois paliers, dans le nord du New Jersey, à compter de 16 h 10 min 48 s HAE
- L'Ontario a délesté au total 7 800 MW en deux paliers, à compter de 16 h 10 min 4 s HAE
- La Nouvelle-Angleterre a délesté au total 1 098 MW

Il faut insister sur le fait que tout le réseau du Nord-Est faisait face à d'importantes oscillations dynamiques à ce moment-là. Même si le DASF et la production avaient été parfaitement équilibrées à un moment donné ou à un autre, ces oscillations auraient rendu la stabilisation difficile et improbable.

Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit?

Au moins 265 centrales électriques comptant plus de 508 génératrices individuelles sont tombées en panne le 14 août. Ces centrales américaines et canadiennes peuvent être réparties comme suit :

Par zone de coordination de la fiabilité :
- Hydro-Québec, 5 centrales (toutes isolées sur le réseau ontarien)[4]
- Ontario, 92 centrales
- EIR de Nouvelle-Angleterre, 31 centrales
- Zone MISO, 32 centrales
- EIR de New York, 70 centrales
- Interconnexion PJM, 35 centrales

Par type :
- Centrales conventionnelles à la vapeur, 66 centrales (37 au charbon)
- Turbines à gaz, 70 centrales (37 combinées)
- Centrales nucléaires, 10 centrales (7 américaines et 3 canadiennes, comptant au total 19 génératrices) (les mises hors service des tranches sont commentées au chapitre 8)
- Centrales hydroélectriques, 101
- Autres centrales, 18.

Durant toute la séquence de la panne en cascade, 29 (6 %) génératrices ont été mises hors circuit entre le début de la cascade à 16 h 5 min 57 s (mise hors circuit de Sammis-Star) et le fractionnement entre l'Ohio et la Pennsylvanie à 16 h 10 min 38 s HAE (Erie West-Ashtabula-Perry), qui a déclenché la première oscillation de puissance importante. Ces mises hors circuit ont été causées par les relais de protection des génératrices réagissant à la surcharge des lignes de transport, ce qui explique que, pour nombre de ces mises hors circuit, on a évoqué la sous-tension ou la surcharge. Le prochain intervalle dans la cascade a été celui où les portions du réseau ont connu une perte de synchronisme, de 16 h 10 min 38,6 s à 16 h 10 min 45,2 s HAE, heure où le Michigan, l'État de New York, l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre se sont détachés du reste de l'Interconnexion de l'Est. Cinquante autres génératrices (10 %) ont été mises hors circuit lors de la formation des enclaves, surtout en raison des changements de configuration, de la perte de synchronisme, des pannes du système d'excitation, et parfois de la sous-fréquence et de la sous-tension. Dans la troisième étape des pertes de génératrices, 431 génératrices (84 %) ont été mises hors circuit après la formation des enclaves, dont un bon nombre au même moment que survenait le délestage de charge pour sous-fréquence. Cette étape est illustrée à la

figure 6.24. Il est important de noter, cependant, que de nombreuses génératrices n'ont pas été mises hors circuit immédiatement après la condition de déclenchement qui a occasionné la mise hors circuit; de nombreux dispositifs de protection des relais se déclenchant avec un délai de quelques millisecondes à quelques secondes, pour une génératrice dont on a signalé la mise hors circuit à 16 h 10 min 43 s en raison de la sous-tension ou de la « protection de la génératrice », le déclenchement aurait pu avoir lieu quelques secondes plus tôt.

Le grand nombre de génératrices mises hors circuit avant la formation des enclaves aide à comprendre pourquoi une si grande partie du Nord-Est a été touchée par la panne le 14 août – de nombreuses génératrices comportaient des points de protection désignés à l'avance qui ont mis l'unité hors circuit dès le début de la cascade; il y avait donc moins de génératrices fonctionnelles pour empêcher la formation d'enclaves ou pour maintenir l'équilibre entre la charge et la production au sein de chaque enclave qui s'était formée. Il semble notamment que certaines génératrices ont été mises hors circuit afin de protéger l'unité contre des conditions qui ne justifiaient pas sa protection et que de nombreuses autres étaient programmées pour se mettre hors circuit de façon non conforme au plan de DASF établi par la région, ce qui a rendu ce dernier moins efficace. Ces deux facteurs ont nui à la formation fructueuse d'enclaves et précipité les pannes en Ontario et dans l'État de New York. **Recommandation 21, page 178**.

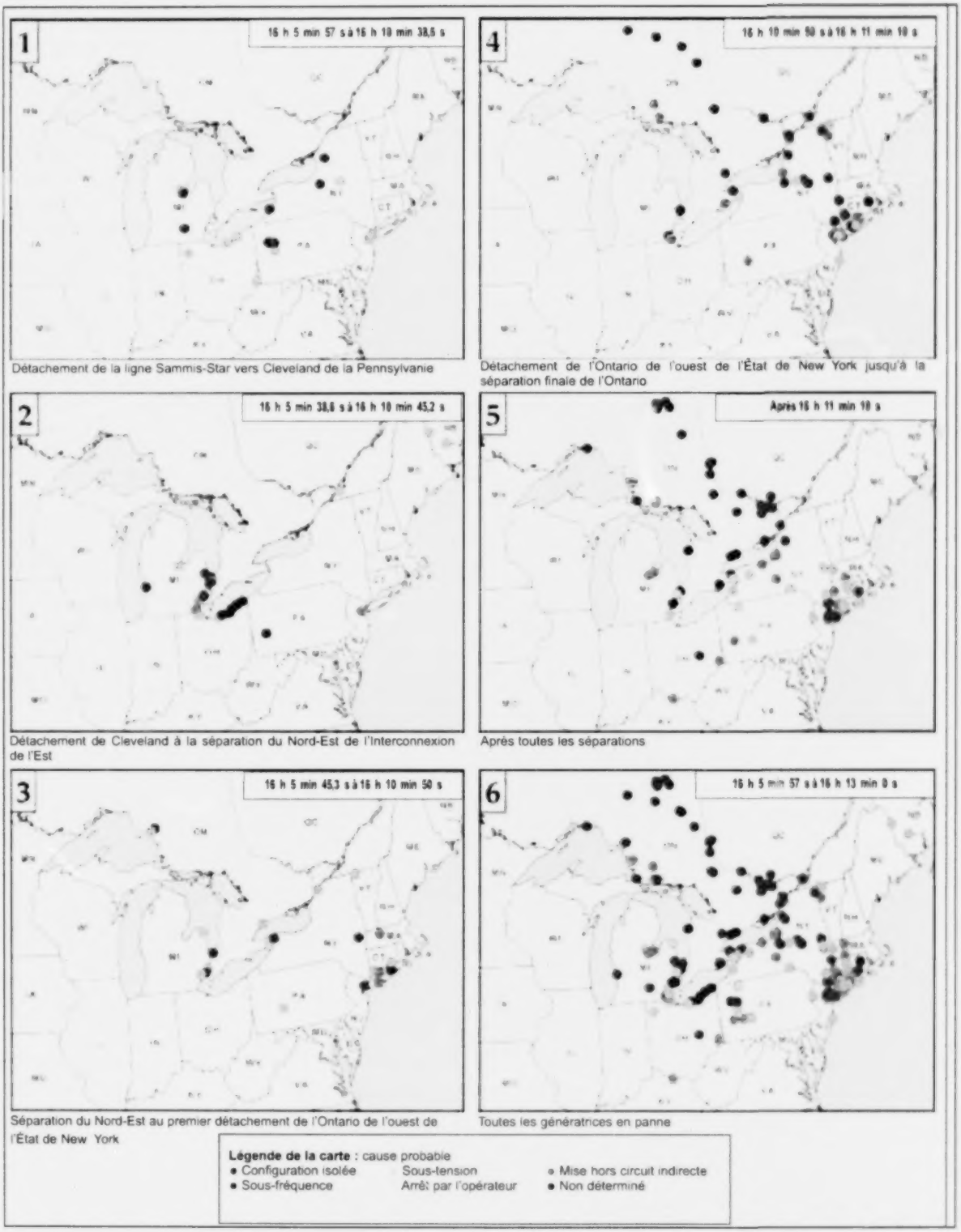
La majorité des mises hors circuit de génératrices relèvent de la catégorie des causes, soit celle liée aux perturbations extérieures du réseau et non aux défectuosités internes de la centrale. Certaines génératrices se sont en effet mises hors circuit parce que la règle de base de l'exploitation d'un réseau électrique ne pouvait plus s'appliquer, soit l'équilibre entre la charge et la production d'énergie. Ainsi, en l'absence d'une charge suffisante à desservir, des centrales ont dû s'arrêter pour protéger leurs génératrices des emballements et des surtensions. D'autres furent submergées par une demande qui dépassait nettement leur capacité, ayant survécu seules au sein d'une enclave isolée dont la charge devenait alors insupportable. Dans ce deuxième cas, les systèmes de protection contre les sous-fréquences et les sous-tensions sont intervenus pour éviter les dommages à l'équipement. Quelques-unes enfin furent arrêtées par des dispositifs spéciaux réagissant à des fréquences excessives ou à la perte d'éléments du réseau exigeant des blocs importants de puissance.

Les importantes oscillations de puissance et variations de la fréquence des réseaux entraînèrent les génératrices dans une série de perturbations d'importance à l'origine de nombreux arrêts forcés. Dans plusieurs cas, les systèmes de commande automatisé des centrales ont ordonné aux régulateurs de vitesse des génératrices de ralentir la cadence, puis de l'accélérer, puis de la ralentir de nouveau dans un effort pour s'adapter aux variations de fréquences qui pouvaient atteindre 3 Hz (soit environ 100 fois la normale). La figure 6.25 montre les puissances de sortie et les variations de fréquence d'une grande génératrice qui a presque échappé à la panne, mais qui fut forcée d'arrêter lorsque les limites de basse pression des contrôles hydrauliques furent dépassées. Lorsque le système de commande de la centrale a ordonné l'arrêt de la génératrice, les vannes de régulation de celle-ci se sont fermées et la puissance de sortie s'est abaissée jusqu'à une valeur prédéfinie, avant que l'excitation de champ tombe à zéro et que les disjoncteurs s'ouvrent pour déconnecter la génératrice du réseau. La figure illustre aussi le décalage entre les événements survenus dans le réseau et la réaction de la génératrice – cette génératrice a d'abord été perturbée par l'état du réseau à 16 h 10 min 37 s, mais n'a pas été mise hors circuit avant 16 h 11 min 47 s, soit plus d'une minute plus tard.

Les mises hors circuit causées par la sous-fréquence (10 % des génératrices qui ont été signalées) et par la sous-tension (6 %) indiquent toutes des réactions à l'état du réseau. Même si les turbines à combustion en particulier sont dotées d'un dispositif de protection des relais en cas de sous-tension, on ne s'en explique pas trop la raison. En soi, un état de sous-tension pendant une période de temps déterminée ne met pas nécessairement en péril le fonctionnement d'une génératrice (même s'il est possible qu'il ait une incidence sur les systèmes auxiliaires de la centrale. Certains relais détecteurs de sous-tension étaient programmés pour se déclencher lorsque la tension atteint 90 % ou plus. Toutefois, un moteur cale à environ 70 % de tension et un contacteur de démarrage du moteur connaît une panne d'excitation quand la tension atteint environ 75 %; alors, s'il faut absolument protéger une turbine contre le réseau, le point de déclenchement de la sous-tension ne devrait pas excéder 80 %.

Une panne d'excitation s'apparente beaucoup à une chute de tension. Au moment où les tensions locales s'affaissaient, la fréquence faisait de même. La surexcitation se calcule en volts/hertz et, comme la fréquence diminue plus rapidement que la tension, les relais détecteurs de surexcitation se mettent en marche. Il n'est pas évident que ces relais étaient coordonnés

Figure 6.24 Génératrices qui se sont arrêtées, par heure et par cause



avec les réglages d'excitation de chaque appareil, pour s'assurer que ce dernier était protégé pour la plage requise de ses capacités de contrôle. Les grosses unités ont deux relais pour détecter les volts/Hz – un pour la génératrice et l'autre pour le transformateur – dont le réglage en volts/Hz et la temporisation diffèrent légèrement. Il est possible que ces réglages mettent une génératrice hors circuit dans une enclave où la production est faible, au moment où la fréquence tente de se rééquilibrer; c'est pourquoi ils doivent être évalués avec soin.

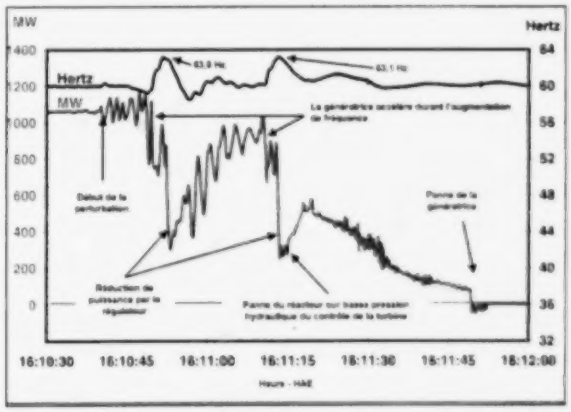
La mise hors circuit de la génératrice 5 d'Eastlake à 13 h 31 a été causée par une panne du système d'excitation. En effet, pour compenser la baisse de tension au niveau du bus de la génératrice, celle-ci a augmenté rapidement sa production de tension sur la bobine AC de l'appareil. Cette accélération brusque a toutefois amené une réaction du dispositif de protection du système d'excitation de la génératrice, qui a arrêté celle-ci afin d'éviter la surchauffe de ses bobines et enroulements. Plusieurs génératrices se sont mises hors circuit au début de la cascade dans des circonstances semblables. On a signalé 17 génératrices mises en circuit en raison de la surexcitation. Les unités qui ont été mises hors circuit pour des raisons liées à la fréquence devraient être évaluées afin de déterminer la façon dont les déclencheurs de fréquence respectent les délestages prévus par la région en cas de sous-fréquence, de s'assurer que les mises hors circuit de génératrices s'enchaînent pour faire suite au délestage de charge et non pour le précéder. Une fois que l'on a procédé au délestage d'une charge importante pour cause de sous-fréquence, la fréquence continue de diminuer pendant plusieurs cycles avant de remonter. C'est pourquoi il est nécessaire de doter d'un dispositif de temporisation adéquat les relais de protection liés à la fréquence des génératrices afin de les maintenir en fonction le temps nécessaire pour assurer le rééquilibrage avec la charge restante.

On a signalé 14 génératrices mises hors circuit pour cause de sous-excitation (aussi appelée perte de champ), phénomène qui protège la génératrice contre les pannes des composantes d'excitation. Ce dispositif de protection, qui peut fonctionner aussi bien lorsque les oscillations de puissance sont stables que lorsqu'elles sont transitoires, doit donc être examiné afin de déterminer si les réglages de protection sont adéquats. Pour 18 unités – surtout des turbines à combustion – on a évoqué la surintensité de courant comme raison du déclenchement des relais.

Dans l'État de New York, certaines génératrices sont tombées en panne de façon à accentuer la baisse de fréquence. Une génératrice mise hors circuit en raison d'un problème de chaudière ou de vapeur peut avoir permis d'éviter des dommages attribuables à un emballement et de limiter les conséquences sur l'arbre turbine-génératrice lorsque les disjoncteurs sont ouverts; la génératrice essaie alors de maintenir sa vitesse synchrone jusqu'à sa mise hors circuit. Pour ce faire, la partie mécanique du système coupe l'alimentation en vapeur. La génératrice consomme ainsi une petite quantité de courant du réseau pour lui permettre de ralentir et de se mettre hors circuit par écoulement inverse. Il s'agit d'une pratique courante pour éviter l'emballement de la turbine. Dans l'État de New York, 16 turbines à gaz produisant ensemble environ 400 MW sont tombées présumément en panne en raison d'une perte d'alimentation en combustible (par « extinction »). Il convient de mieux comprendre ce type de mise hors circuit des turbines.

Les interventions positives et les lacunes des systèmes de commande des centrales constituent une autre cause des mises hors circuit des centrales. L'un des exemples les plus courants à cet égard est la perte du niveau de tension requis pour répondre aux besoins énergétiques de la centrale elle-même. Certaines centrales ont un système de refroidissement et d'alimentation électrique interne branché sur la génératrice principale ou sur de petites génératrices auxiliaires; d'autres sont directement branchées sur le réseau de distribution général. Lorsque les centrales de la deuxième catégorie ont été frappées par de grandes oscillations de puissance ou par des chutes de tension, elles sont tombées en panne parce que le réseau de distribution n'était plus en mesure de répondre à leurs besoins internes d'énergie. On a signalé qu'au moins 17 installations avaient été mises hors circuit en raison d'une perte de configuration système, y compris la perte d'une

Figure 6.25 Séquence des événements dans une grande génératrice pendant la cascade



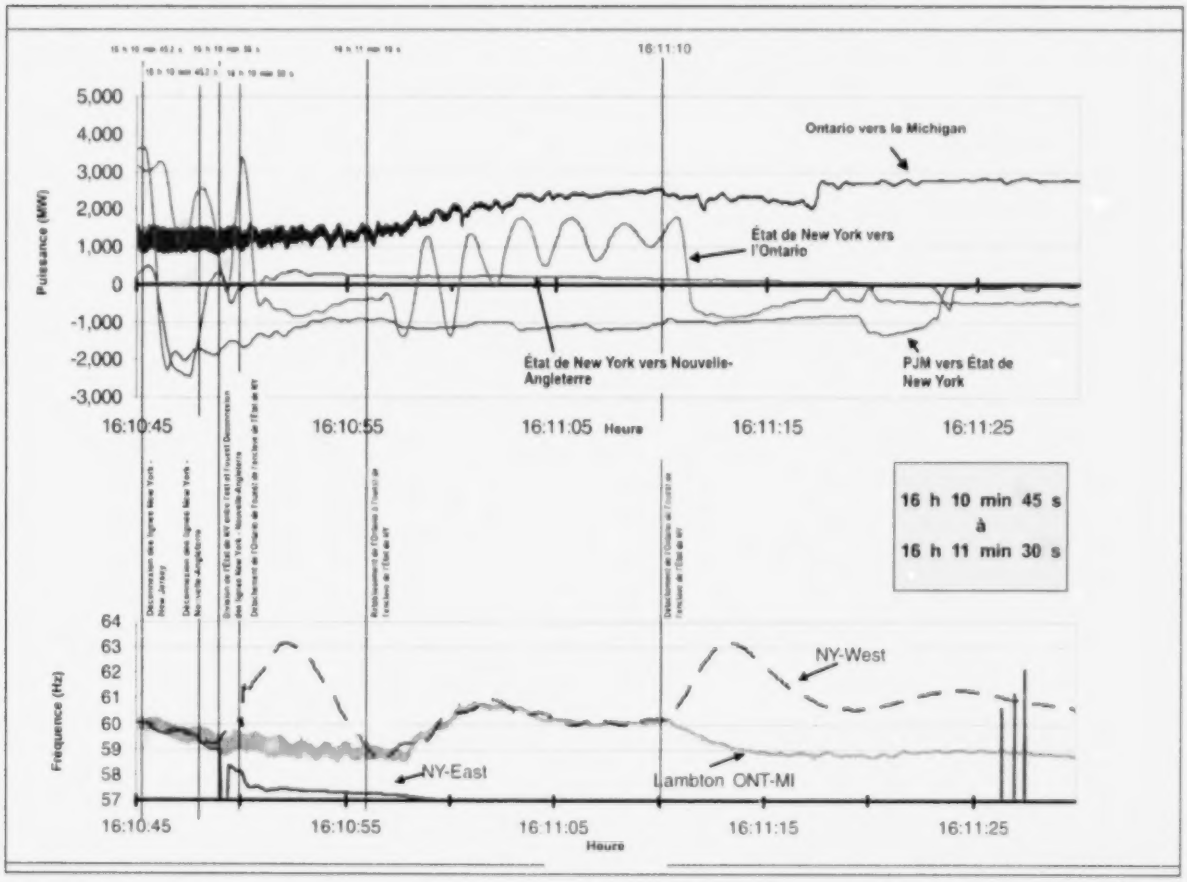
ligne de transmission ou de distribution pour en assurer les besoins internes d'énergie. Certaines génératrices ont été coupées par leurs opérateurs. **Recommandation 11, page 166**.

Malheureusement, dans 40 % des cas où les génératrices ont été mises hors circuit pendant ou après la propagation en cascade de la panne, il n'a pas été possible d'obtenir de renseignements utiles quant à la cause de leur déclenchement pour répondre à la demande de données d'enquête du NERC. Les données disponibles contiennent de l'information significative et valide, mais l'équipe d'enquête ne sera jamais en mesure d'analyser et d'expliquer parfaitement les raisons pour lesquelles autant de génératrices se sont séparées aussi rapidement du réseau au moment de la propagation en cascade de la panne, ce qui a contribué à l'accélération et à l'envergure de cette dernière. Toutes les génératrices devraient évidemment être dotées de dispositifs de protection contre les écarts de courant d'induit, les pertes d'excitation et les déphasages, de manière qu'elles puissent se séparer du réseau lorsque celui-ci ne fonctionne pas correctement. Elles devraient aussi comporter des dispositifs de protection contre les conditions extrêmes sur le réseau et qui pourraient endommager irrémédiablement les génératrices. Le réglage de ces dispositifs devrait assurer une bonne protection des génératrices raccordées au réseau tout en leur permettant de rester raccordées à ce dernier aussi longtemps que possible. Il s'agit là d'une question concernant la gestion du risque qui doit tenir compte de l'équilibre entre les besoins du réseau et des clients et ceux des installations individuelles. **Recommandation 21, page 178**.

Étape 7 : Événements clés

Les charges et les débits de courant électrique font fi des frontières politiques. À la suite de la panne de 1965, à mesure qu'augmentaient les charges dans la ville de

Figure 6.26 Valeurs mesurées de la propagation du courant et des fréquences aux interfaces régionales, entre 16 h 10 min 45 s et 16 h 11 min 30 s HAE, y compris les événements clés de la cascade



New York et dans le nord du New Jersey voisin, les entreprises de services publics desservant la région ont multiplié volontairement les moyens d'intégration des systèmes dans la région de manière à accroître la capacité à New York et la fiabilité du réseau dans son ensemble. Le regroupement des installations en place et le profil des charges et de propagation du courant le 14 août ont fait en sorte que le réseau électrique de New York soit étroitement lié à ceux du nord du New Jersey et du sud-ouest du Connecticut, les points faibles du réseau étant déplacés à l'extérieur de la zone du réseau et de la zone de consommation.

La figure 6.26 donne un aperçu de la propagation du courant et des fréquences entre 16 h 10 min 45 s et 16 h 11 min 00 s, période à laquelle ont eu lieu la plupart des événements clés de l'étape 7.

7A) 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 54 s HAE : les lignes de transport New York-Nouvelle-Angleterre se déconnectent

Entre 16 h 10 min 46 s et 16 h 10 min 54 s HAE, les lignes de jonction reliant l'État de New York à la Nouvelle-Angleterre sont tombées en panne. La panne s'est produite le long de cinq lignes de jonction au nord et de sept lignes dans le sud-ouest du Connecticut. Au moment de la séparation est-ouest dans l'État de New York à 16 h 10 min 49 s, la Nouvelle-Angleterre s'est vue isolée de l'enclave de l'État de New York à l'est. La seule ligne de jonction restante était la ligne PV-20 reliant la Nouvelle-Angleterre et l'enclave de l'État de New York à l'ouest, qui est tombée à 16 h 10 min 54 s. Comme la Nouvelle-Angleterre exportait de l'énergie vers l'État de New York avant la perturbation en utilisant la ligne de jonction au sud-ouest du Connecticut, mais qu'elle en importait par la ligne de jonction Northwalk-Nothport, le circuit de Pleasant Valley s'est ouvert à l'est de Long Mountain – autrement dit dans la zone vers le sud-ouest du Connecticut – plutôt que le long de la ligne de jonction réelle New York - Nouvelle-Angleterre.[5] Immédiatement après la séparation, la Nouvelle-Angleterre a connu des oscillations de puissance car il y avait eu une hausse de la puissance fournie par les génératrices de la Nouvelle-Angleterre pour réagir au déroutement de l'énergie par l'Ontario et l'État de New York à destination du Michigan et de l'Ohio.[6] Les oscillations de puissance dans l'ensemble de la région ont entraîné cette séparation, faisant perdre au Vermont une charge d'environ 70 MW.

Lorsque les lignes de jonction entre l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre se sont déconnectées, la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre le long des provinces maritimes canadiennes (Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse) est devenue une enclave dont la production et la consommation étaient suffisamment rapprochées pour maintenir le service. Comme le réseau de la Nouvelle-Angleterre exportait près de 600 MW à l'État de New York, il produisait assez d'électricité et il a été soumis à de fortes fluctuations jusqu'à ce qu'il retrouve un équilibre. Avant qu'intervienne la séparation entre le bloc Maritimes - Nouvelle-Angleterre et l'Interconnexion de l'Est à 16 h 11 min approximativement, les tensions ont chuté dans diverses parties de la Nouvelle-Angleterre et les installations électriques de plusieurs clients importants se sont alors débranchées automatiquement.[7] Toutefois, le sud-ouest du Connecticut s'est détaché de la Nouvelle-Angleterre et est resté lié au réseau de l'État de New York pendant environ une minute.

Même si la fréquence sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre a légèrement oscillé puis s'est stabilisée rapidement après 16 h 10 min 40 s, celle dans l'enclave New York-Ontario-Michigan-Ohio a fortement fluctué au fur et à mesure de la mise hors circuit d'autres lignes, charges et génératrices, confirmant le grave problème de production de courant au Michigan et dans l'Ohio.

En raison des caractéristiques de sa géographie et de ses installations électriques, le réseau du Québec, au Canada, est rattaché à l'Interconnexion de l'Est par des liaisons de courant continu à haute tension (HVDC) plutôt qu'au moyen de lignes de transport utilisant le courant alternatif. Le réseau québécois est ainsi parvenu à surmonter les crêtes de puissance sans trop de mal parce que les connexions en courant continu l'ont protégé des oscillations de fréquence.

7B) 16 h 10 min 49 s HAE : l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest

Le réseau de transport d'électricité s'est fracturé à l'intérieur de l'État de New York, le long de l'ensemble de l'interface de l'Est, la partie est formant une enclave englobant la ville de New York, le nord du New Jersey et le sud-ouest du Connecticut. L'enclave de l'État de New York, à l'est, avait importé de l'énergie, de sorte qu'elle ne disposait pas d'une capacité résiduelle suffisante de production en ligne pour équilibrer la charge. La fréquence a chuté rapidement sous le seuil de 58,0 Hz et a déclenché un délestage automatique pour sous-fréquence de 7 115 MW.[8] La fréquence a continué de chuter, tout comme la tension, provoquant ainsi une mise hors circuit prévue de la centrale nucléaire d'Indian Point ainsi que celle d'autres génératrices dans la ville de New York et aux alentours jusqu'à 16 h 11 min 10 s.

Le réseau électrique présente des éléments faibles qui varient selon les caractéristiques des lignes de transport et des centrales et selon la topologie des lignes, des charges et du débit de courant sur le réseau à des moments donnés. Les éléments les plus faibles d'un réseau sont les points susceptibles de présenter une forte impédance, soit, le plus souvent, de longues lignes aériennes de transport (plus de 80 km ou 50 milles) portant un courant élevé. Lorsque de telles lignes sont dotées de relais de protection à déclenchement rapide qui peuvent s'ouvrir en cas de surcharges et de courants élevés, sans compter en cas de véritables défectuosités, les lignes peuvent se mettre hors circuit avant d'autres lignes sur le parcours de fortes oscillations de puissance, telles que les crêtes de puissance de 3 500 MW qui ont frappé l'État de New York le 14 août. Les interfaces de l'est et du centre-est de l'État de New York, où la division interne est survenue, sont souvent parmi les lignes les plus fortement chargées de l'État; elles sont donc commandées selon des limites de chaleur, de tension et de stabilité pour tenir compte de leur vulnérabilité et de leur importance.

L'examen des charges et de la production d'énergie dans l'est de l'enclave de l'État de New York montre qu'avant 16 h 10 min, la zone avait importé de l'électricité et ne disposait pas d'une capacité suffisante de production en ligne pour compenser la charge. À 16 h 10 min 50 s, quelques secondes après la séparation de l'ensemble de l'interface de l'Est, la région est de l'État de New York a connu des baisses importantes de charge en raison d'un délestage pour sous-fréquence – Consolidated Edison, qui dessert la ville de New York et les régions voisines, a abaissé sa charge de plus de 40 % par un délestage automatique pour sous-fréquence. Toutefois, au même moment, le réseau subissait encore des perturbations dynamiques – comme le montre la figure 6.26, la fréquence chutait, les débits de courant et les tensions oscillaient et les centrales tombaient hors circuit.

Si la situation d'enclavement s'était produite plus lentement et que la capacité de production en ligne avait été supérieure, la région est de l'enclave de l'État de New York aurait peut-être pu rééquilibrer le réseau compte tenu de son niveau élevé de délestage pour sous-fréquence. Toutefois, les données disponibles indiquent que les événements se sont déroulés si rapidement et les oscillations de puissance étaient si fortes que la rétablissement de l'équilibre n'aurait probablement pas eu lieu, même si les charges du nord du New Jersey et du sud-ouest du Connecticut étaient demeurées raccordées ou non à l'est de l'État de New York. La situation s'est compliquée davantage en raison des fortes fluctuations des tensions aux bus de charge qui ont fait en sorte que les charges réelles délestées (par délestage pour sous-fréquence) étaient moindres que les niveaux requis ou prévus.

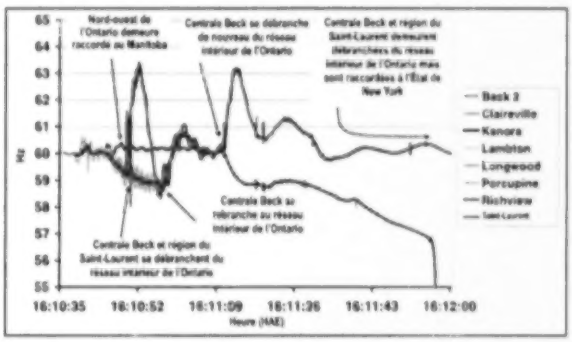
L'équipe d'enquête n'a pu relever aucun moyen par lequel une région électrique aurait pu protéger son réseau de la panne du 14 août, soit aux frontières électriques, soit à l'intérieur même du réseau. L'équipe s'est aussi penchée sur la possibilité de concevoir des moyens de protection particuliers afin de débrancher dynamiquement une région de ses régions voisines et ainsi le protéger des oscillations de puissance avant qu'elles le touchent. On a constaté que cela ne serait par souhaitable pour deux raisons : 1) comme indiqué précédemment, la séparation produit elle-même des oscillations et une instabilité dynamique susceptibles d'endommager autant le réseau que les oscillations de puissance qu'elle tente de prévenir ; et 2) aucun événement ou symptôme ne s'est produit le 14 août pour déclencher la mise en œuvre de tels moyens de protection.

La partie ouest de l'État de New York est demeurée raccordée à l'Ontario et à l'est du Michigan.

7C) 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes du Niagara et du Saint-Laurent se détache de l'ouest de l'enclave de l'État de New York

À 16 h 10 min 50 s HAE, l'Ontario et l'État de New York se sont détachés de l'interconnexion Ontario/New York par l'action de relais qui ont déconnecté neuf lignes à 230 kV en Ontario. Cet épisode a laissé la plus grande partie de l'Ontario isolée au nord. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes Beck et Saunders, avec une partie de la charge ontarienne, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority's (NYPA) sur le Saint-Laurent et la rivière Niagara, de même que l'interconnexion à 765 kV de courant alternatif de la NYPA avec la ligne haute tension en c.c. du Québec, sont restées raccordées au

Figure 6.27 Séparation de fréquence entre l'Ontario et l'ouest de l'État de New York



réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant ainsi à la demande de la partie nord de l'État.

Entre 16 h 10 min 49 s et 16 h 10 min 50 s HAE, la fréquence en Ontario a chuté sous le seuil de 59,3 Hz, provoquant un délestage automatique pour sous-fréquence (3 000 MW). Ce délestage a coupé environ 12 % de la charge restante de l'Ontario. Entre 16 h 10 min 50 s et 16 h 10 min 56 s HAE, l'isolement des centrales hydroélectriques ontariennes Beck et Saunders (2 300 MW) reliées à l'ouest de l'enclave de New York, combiné au délestage pour sous-fréquence dans la même enclave, a propulsé la fréquence de celle-ci à 63,4 Hz en raison d'un excédent de production par rapport à la charge à l'intérieur de l'enclave. La figure 6.27 montre cet effet. La fréquence élevée a provoqué la mise hors circuit de cinq des centrales électriques nucléaires américaines à l'intérieur de l'enclave, la dernière étant mise hors circuit au moment de la deuxième hausse de fréquence.

Trois des circuits de transport à 230 kV près de Niagara ont reconnecté automatiquement l'Ontario et l'État de New York à 16 h 10 min 56 s HAE en se refermant. Mais même avec le rebranchement de ces lignes, la principale enclave ontarienne (toujours rattachée à l'État de New York et à l'est du Michigan) souffrait d'une importante sous-protection, de sorte que sa fréquence a chuté vers le seuil de 58,8 Hz, qui commande une deuxième étape du délestage de charge pour sous-fréquence. Dans les deux secondes qui ont suivi, une autre tranche de 19 % de la demande ontarienne (4,800 MW) a été déconnectée par délestage automatique. À 16 h 11 min 10 s HAE, ces trois mêmes lignes sont tombées une deuxième fois à l'ouest de Niagara et les réseaux de l'État de New York et de la plus grande partie de l'Ontario ont été coupés une dernière fois. Après cette rupture, la fréquence du réseau ontarien est tombée à 56 Hz à 16 h 11 min 57 s HAE. Tandis que l'Ontario continuait de fournir 2 500 MW d'électricité à l'enclave Michigan-Ohio, les jonctions restantes avec le Michigan décrochaient à 16 h 11 min 58 s HAE. La fréquence du réseau ontarien a alors chuté, provoquant une panne de grande étendue à 16 h 11 min 58 s HAE et une perte de 22 500 MW de charge en Ontario, privant de courant les villes de Toronto, Hamilton et Ottawa.

7D) 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se détache de la ville de New York

Dans le sud-ouest du Connecticut, après le sectionnement de la ligne Long Mountain-Plum Tree (reliées à la sous-station de Pleasant Valley dans l'État de New York) à 16 h 11 min 22 s HAE, un bloc d'environ 500 MW du sud-ouest du Connecticut n'a plus été alimenté que par la liaison sous-marine de 138 kV vers Long Island. Environ deux secondes plus tard, les deux circuits de 345 kV reliant le sud-est de l'État de New York à Long Island sont tombés, isolant par le fait même Long Island et le sud-ouest du Connecticut, qui restaient pourtant liés l'un à l'autre par le câble sous-marin de 138 kV entre Norwalk Harbor et Northport. Cette dernière liaison a été mise hors circuit environ 20 secondes plus tard, entraînant le sud-ouest du Connecticut dans la panne.

Dans la partie ouest de l'enclave de New York, le réseau à 345 kV est demeuré intact depuis Niagara jusqu'à Utica à l'est, et entre le fleuve Saint-Laurent/Plattsburgh jusqu'à la région d'Utica au sud, grâce aux jonctions à 765 kV et à 230 kV. Les centrales ontariennes Beck et Saunders sont restées connectées à l'État de New York au niveau de la rivière Niagara et du Saint-Laurent, respectivement, cette enclave se stabilisant avec environ 50 % de la charge présente au début de la panne. La frontière de cette enclave s'est déplacée vers le sud-est en raison d'une nouvelle coupure de la ligne à 345 kV entre Fraser et Coopers Corners à 16 h 11 min 23 s HAE.

En raison de ces fréquentes variations de fréquences et de tension, de nombreuses génératrices de grande puissance dans l'État de New York et en Ontario se sont déconnectées. L'est de l'enclave de New York, y compris les zones densément peuplées du sud-est de l'État, la ville de New York et Long Island, a connu une baisse importante de la fréquence et de la tension d'alimentation. À 16 h 11 min 29 s HAE, les circuits à 345 kV entre New Scotland et Leeds sont tombés, divisant l'enclave en deux sections nord et sud. Une petite zone dans la partie nord de l'est de l'enclave (la région d'Albany) est restée approvisionnée par des génératrices locales, jusqu'à ce qu'elle parvienne à synchroniser sa charge avec l'ouest de l'enclave de New York.

7E) 16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport encore sous tension entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent à leur tour

Avant la panne, la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York, l'Ontario, l'est du Michigan et le nord de l'Ohio étaient des importateurs nets de puissance, conformément au programme d'échange d'énergie alors en vigueur. Lorsque les lignes ouest et sud desservant Cleveland, Toledo et Detroit sont tombées, la charge est restée pour une bonne part à l'intérieur des réseaux, mais ceux-ci avaient perdu une partie de leur capacité de production. Il s'ensuivit une aggravation du

déséquilibre de la production-demande dans des zones qui importaient déjà de l'énergie. La puissance pour combler ce vide ne pouvait venir que de la seule voie encore ouverte, qui passait par l'Ontario (réseau IMO). Une fois que la plus grande partie du réseau IMO eut été coupée de l'État de New York et des sources d'énergie au nord et à l'est, et qu'une bonne partie de la charge et de la capacité de production de l'Ontario eut été perdue, il n'a fallu que quelques secondes pour que les corridors de transport vers l'ouest entre l'Ontario et le Michigan tombent à leur tour.

Lorsque la cascade de pannes fut achevée à environ 16 h 12 min HAE, une bonne partie de la zone perturbée était complètement privée de courant, mais il restait des poches isolées qui conservaient le service parce que la charge et la production avaient atteint un état d'équilibre. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes Beck et Saunders, avec une partie de la charge ontarienne, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority's (NYPA) sur le Saint-Laurent et la rivière Niagara, de même que l'interconnexion à 765 kV de courant alternatif de la NYPA avec la ligne haute tension en c.c. du Québec, sont restées raccordées au réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant ainsi à la demande de la partie nord de l'État.

Formation d'enclaves électriques. Une fois que la région nord-est fut isolée, elle a connu un déficit croissant de production dans la mesure où de plus en plus de centrales électriques quittaient le réseau pour se protéger des perturbations croissantes. Les fortes oscillations de fréquence et de tension dans la région ont provoqué la rupture de nombreuses liaisons, de sorte que la zone isolée s'est fragmentée en enclaves de plus en plus petites. Le déséquilibre entre la charge et la production d'énergie a aussi décalé les tensions et les fréquences à l'intérieur de ces zones, provoquant d'autres pertes de production et des délestages automatiques pour sous-fréquence, de sorte que la plupart de ces zones se sont finalement trouvées sans courant.

La figure 6.28 montre la courbe des fréquences compilées à l'aide des appareils de surveillance I-Grid de la société Softswitching Technologies, Inc. (qui se spécialise dans l'analyse de la qualité de l'énergie électrique fournie aux clients industriels) dans la région sinistrée. Les données révèlent l'existence d'au moins cinq enclaves électriques distinctes dans le nord-est pendant la progression de la cascade. Les deux tracés de diamants rouges sur l'échelle des fréquences représentent l'enclave de la région d'Albany (courbe supérieure) et celle de la ville de New York, qui a chuté beaucoup plus tôt, jusqu'à la panne complète.

16 h 13 min HAE : fin de l'essentiel de la séquence en cascade

La plus grande partie du nord-est (zone représentée en gris dans la figure 6.29) est tombée en panne. Certaines zones isolées de production et de consommation sont restées alimentées quelques minutes de plus. Dans quelques-unes de ces zones, l'équilibre relatif qui a pu être établi entre la production et la demande a permis le maintien du service.

Une enclave relativement étendue est demeurée en service, avec une puissance d'environ 5 700 MW, principalement dans l'ouest de l'État de New York, desservie par les centrales hydroélectriques de Niagara et du Saint-Laurent. Cette enclave a été le noyau à partir duquel on a pu rétablir le courant dans l'État de New York et dans l'Ontario.

La propagation en cascade complète de la panne est représentée sous forme schématisée à la figure 6.30.

Figure 6.28 Enclaves électriques, telles qu'elles apparaissent sur le graphique des fréquences

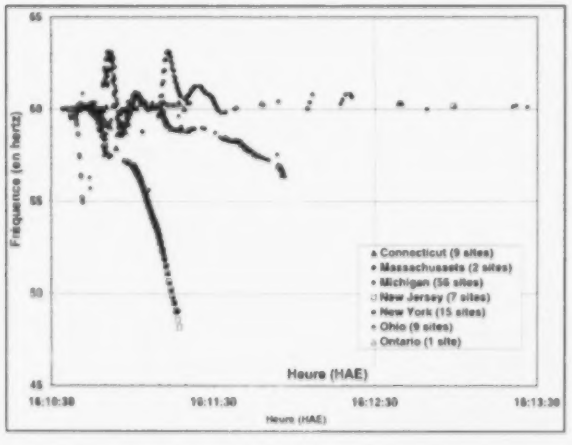


Figure 6.29 Zone touchée par la panne

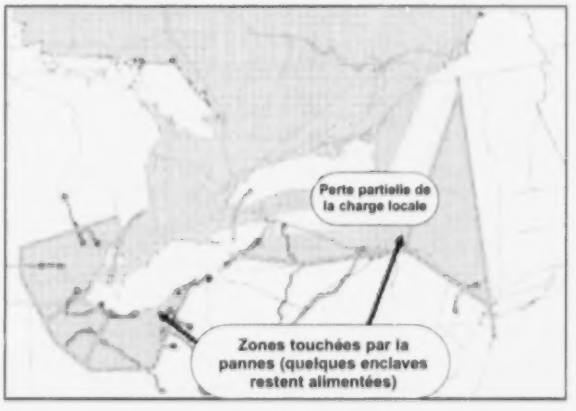
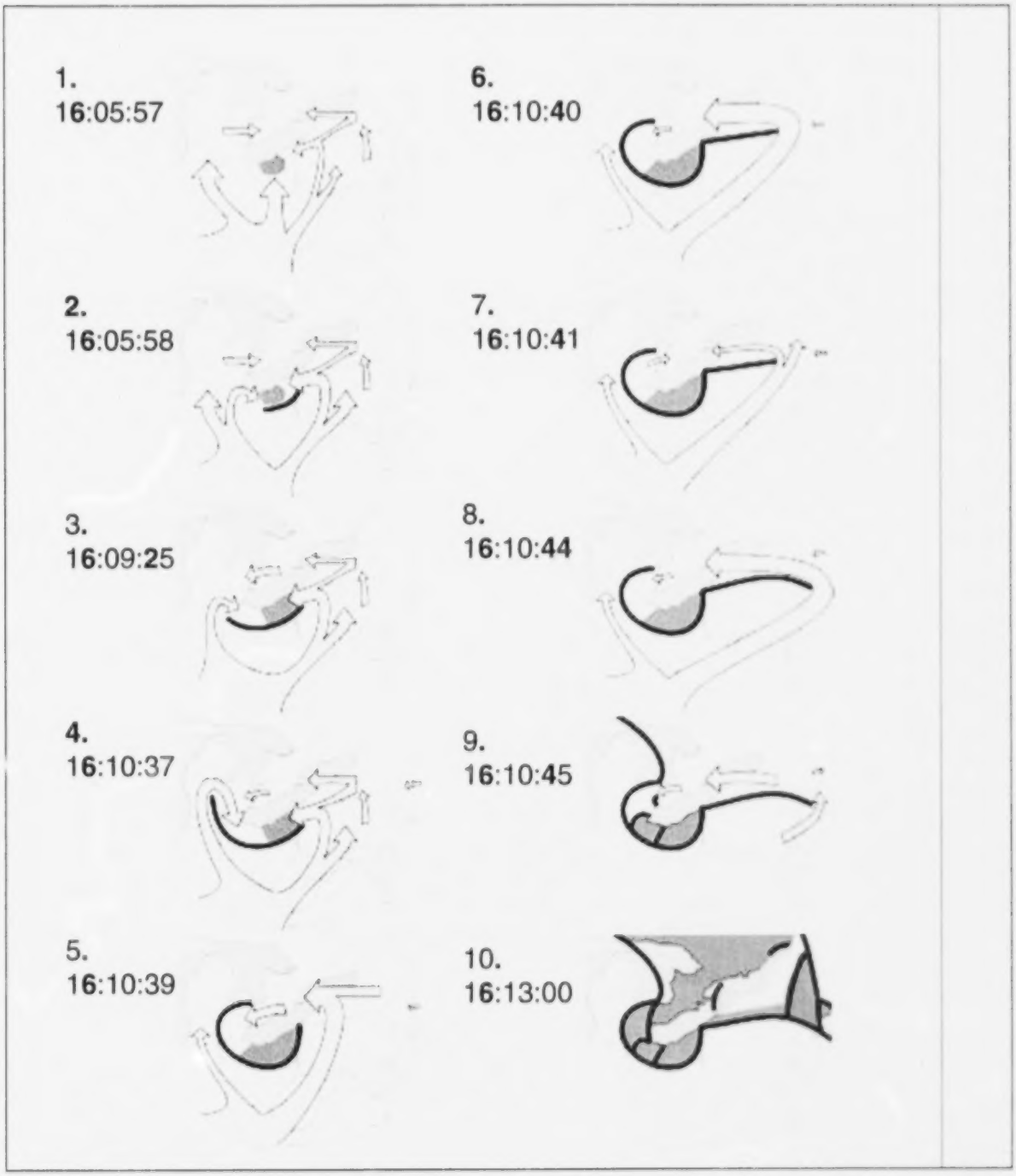


Figure 6.30 Propagation en cascade de la panne



Légende : Les flèches en jaune représentent le flux d'ensemble de l'électricité. Les lignes noires indiquent approximativement les frontières entre les différentes zones à l'intérieur de l'Interconnexion de l'Est. Les zones grises représentent les zones touchées par la panne.

Renvois

[1] New York Independent System Operator (NYSIO), *Rapport provisoire sur la panne du 14 août 2003*, 8 janvier 2004, p. 14.

[2] *Ibid.*, p. 14.

[3] Ces relais de zone anger le réglage des relais de 88 ohms à 55 ohms pour réduire la portée des relais. Source – Charles Rogers, Consumers Power.

[4] La province du Québec, bien qu'elle soit considérée comme faisant partie de l'Interconnexion de l'Est est reliée au reste de l'Interconnexion de l'Est uniquement par des lignes de jonction en courant continu. Dans ce cas, les lignes de jonction en courant continu ont agi comme tampon entre certaines parties de l'Interconnexion de l'Est; les perturbations transitoires se propagent moins facilement à travers ces liaisons. Par conséquent, le réseau électrique du Québec n'a pas été touché par la panne, sauf une petite portion de la charge de la province qui est directement raccordée à l'Ontario par des lignes de transport en courant alternatif. (Bien que les lignes de jonction en courant continu puissent agir comme tampon entre les réseaux, elles ont pour inconvénient de ne pas permettre une prise en charge instantanée de la production d'électricité en cas de perte imprévue d'une génératrice.)

[5] New York Independent System Operator (NYSIO), *Rapport provisoire sur la panne du 14 août 2003*, 8 janvier 2004, p.20.

[6] *Ibid.*, p. 20.

[7] Les quelques minutes qui ont suivi la séparation du réseau de la Nouvelle-Angleterre de l'Interconnexion de l'Est ont été cruciales dans la stabilisation du réseau EIR de la Nouvelle-Angleterre. Les tensions dans le réseau de la Nouvelle-Angleterre sont remontées et ont même atteint un pic en raison de la combinaison de plusieurs facteurs : perte de charge, action des condensateurs toujours en service, réduction des pertes de puissance réactive sur le réseau de transport et baisse de la production pour régulariser la tension de réseau. Les relais de protection contre les surtensions sont intervenus pour faire tomber des condensateurs de transport et de distribution. Les exploitants de réseau de la Nouvelle-Angleterre sont parvenus à remettre en marche et en ligne toutes leurs génératrices à démarrage rapide des 16 h 16 min HAE. Une bonne partie de la charge de fonctionnement des clients a été automatiquement rétablie, ce qui a entraîné une nouvelle baisse des tensions, certaines parties du territoire se voyant alors menacées d'un affaissement général de la tension de réseau. On a alors procédé au délestage manuel de 80 MW de charge dans le sud-ouest du Connecticut, à 16 h 39 min HAE, puis d'un autre bloc de 320 MW dans le Connecticut et de 100 MW dans l'ouest du Massachusetts à 16 h 40 min HAE. Ces mesures ont contribué à stabiliser l'enclave après qu'elle se fut séparée du reste de l'Interconnexion de l'Est.

[8] New York Independent System Operator (NYSIO), *Rapport provisoire sur la panne du 14 août 2003*, 8 janvier 2004, p. 23.

7. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures en Amérique du Nord

Caractéristiques et fréquence des pannes de courant

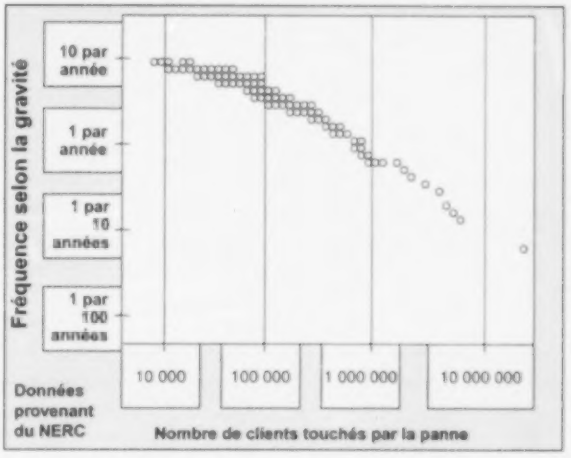
Des pannes de courant locales de courte durée se produisent assez fréquemment dans les réseaux électriques. Les pannes de courant générales touchant un grand nombre de clients répartis sur une vaste région géographique sont rares, mais elles se produisent plus souvent qu'une distribution normale des probabilités le laisserait prévoir. La figure 7.1 ci-dessous représente les pannes de courant qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997 en fonction de leur fréquence et du nombre de clients touchés. Certaines de ces pannes générales étaient causées par le mauvais temps, mais d'autres constituaient des pannes en cascade qui, rétrospectivement, auraient pu être évitées. Suffisamment robustes pour supporter un ou deux incidents, les réseaux électriques deviennent fragiles lorsque de multiples incidents se produisent, à moins que des corrections y soient apportées entre les différents événements. Compte tenu de l'amenuisement actuel de la marge de transport utilisable, il est probable que le réseau sera plus vulnérable aux pannes en cascade que par le passé à moins que des contre-mesures efficaces soient prises.

Devant l'absence de grands projets de transport d'électricité en Amérique du Nord au cours des dix à quinze dernières années, les services d'électricité ont trouvé des façons d'augmenter l'utilisation de leurs installations pour satisfaire la demande croissante, mais sans renforcer de façon significative leurs équipements haute tension. Sans intervention, il est probable que cette tendance se maintiendra. L'utilisation de plus en plus intensive des réseaux créera des pressions de plus en fortes sur leur fiabilité. Certains défis particuliers pourront être relevés grâce à des mesures spéciales de protection, mais le réseau demeurera moins apte à résister aux imprévus.

Une marge de transport utilisable réduite complique le maintien de la fiabilité des réseaux. L'exploitation des réseaux à la limite de leur fiabilité est plus fréquente qu'il y a quelques années à peine. Le tableau 7.1 représente quelques-unes des conditions qui ont changé et qui rendent plus difficile le maintien de la fiabilité.

Dans l'état actuel des choses, on peut s'attendre à une fréquence accrue de pannes de grande ampleur par rapport aux données antérieures. La plus récente

Figure 7.1 Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997



Note : *Les bulles représentent les pannes qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997. Données du NERC contre la fréquence de pannes semblables ou de plus grande ampleur en cette période. Source : adapté de John Doyle, California Institute of Technology, « Complexity and Robustness », 1999.*

panne – et la plus grave – représentée sur la figure 7.1 est celle du 10 août 1996. La panne du 14 août 2003 a été encore plus lourde de conséquence. En outre, au cours du mois de septembre 2003, deux pannes importantes se sont produites à l'étranger : la première en Angleterre et la seconde en Suisse, qui s'est ensuite répandue en cascade sur une bonne partie de l'Italie.

Les pannes suivantes ont été analysées et comparées avec celle du 14 août 2003 :

- 9 novembre 1965 — Nord-Est de l'Amérique du Nord;
- 13 juillet 1977 — Ville de New York;
- 22 décembre 1982 — Côte Ouest;
- 2 et 3 juillet 1996 — Côte Ouest;
- 10 août 1996 — Côte Ouest;
- 25 juin 1998 — Centre-nord des États-Unis et centre du Canada;
- été 1999 — Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis.

Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes

9 novembre 1965 — nord-est de l'Amérique du Nord

Cette panne a causé la perte d'une charge supérieure à 20 000 MW et a touché trente millions de personnes. Presque tout le territoire des États de New York, du Connecticut, du Massachusetts, du Rhode Island, des petits secteurs du nord de la Pennsylvanie et du nord-est du New Jersey, ainsi que des secteurs importants de l'Ontario (Canada) ont été touchés. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à treize heures. Cette panne a justifié la création du North American Electric Reliability Council (NERC) en 1968.

Un relais de protection de secours a provoqué l'ouverture d'une des cinq lignes à 230 kV servant au transport vers Toronto de l'électricité d'une centrale électrique située au sud de l'Ontario. Lorsque le transit de puissance s'est redistribué d'un coup sur les quatre lignes restantes, ces dernières se sont mises hors circuit les unes après les autres en 2 1/2 secondes. Les perturbations de courant qui en ont résulté ont causé une panne en cascade qui s'est répandue sur la majeure partie du Nord-Est.

Les principaux facteurs déterminants de cette panne sont les suivants :

- Le déclenchement d'un relais de protection de secours a mis hors circuit une ligne à 230 kV à un moment où la charge de la ligne dépassait le réglage du relais fixé à 375 MW.

Tableau 7.1 Évolution des conditions portant sur la fiabilité du réseau

CONDITIONS ANTÉRIEURES	CONDITIONS NOUVELLES
◆ Ressources relativement grandes, en petit nombre.	◆ Ressources de petite taille, mais en plus grand nombre.
◆ Contrats de puissance garantie à long terme.	◆ Contrats de durée plus courte. ◆ Plus de transactions de puissance non garantie, moins de transactions de puissance garantie à long terme.
◆ Transactions d'électricité en bloc relativement stables et prévisibles.	◆ Transactions d'électricité en bloc relativement variables et moins prévisibles.
◆ L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur la base suivante : gamme relativement étroite et prévisible d'états de fonctionnement potentiels.	◆ L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur la base variable suivante : gamme plus large et moins prévisible d'états de fonctionnement potentiels.
◆ Groupe limité de services d'électricité bien informés.	◆ Avec l'ouverture au marché de détail, accroissement du nombre de services d'électricité et de transactions; certains services ont une expérience limitée de l'exploitation de réseaux interconnectés.
◆ Capacité de transport en réserve et marges de transport utilisable élevées.	◆ Utilisation élevée de la capacité de transport et exploitation proche des limites de sécurité.
◆ Concurrence limitée — faible motivation pour réduire les investissements liés à la fiabilité.	◆ Services d'électricité peu enclins à faire des investissements liés à la fiabilité du transport qui ne rapportent pas financièrement.
◆ Les règles relatives au marché et à la fiabilité sont élaborées en concertation.	◆ Les règles du marché sont en évolution. Les règles touchant la fiabilité sont élaborées séparément.
◆ Transit limité.	◆ Débit accru dans le système.

- Le personnel d'exploitation ne connaissait pas la valeur de réglage de ce relais de protection.
- Une autre ligne à 230 kV s'est ouverte sous l'action d'un relais de surintensité et plusieurs lignes à 115 et à 230 kV se sont ouvertes sous l'effet de relais de protection.
- Deux lignes principales à 345 kV, orientées est-ouest (Rochester-Syracuse), se sont coupées en raison de l'instabilité du réseau et plusieurs lignes à basse tension ont été mises hors circuit.
- Cinq des seize génératrices de la centrale St. Lawrence (Massena) ont automatiquement été mises hors circuit, conformément aux règles d'exploitation en usage.
- Après le déclenchement d'autres lignes, dix génératrices de la centrale Beck ont automatiquement cessé de fonctionner en raison de la basse pression d'huile du régulateur et cinq génératrices de pompage ont été mises hors service sous l'action du régulateur de survitesse.
- Plusieurs autres lignes ont été mises hors circuit par des relais détecteurs de fréquence insuffisante.

13 juillet 1977 – Ville de New York

Cette panne a causé la perte d'une charge de 6 000 MW et a touché neuf millions de personnes à New York. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 26 heures. Une série d'événements a provoqué la séparation du réseau de Consolidated Edison de ses réseaux voisins et son effondrement ultérieur. Frappées par la foudre, deux lignes à 345 kV sur un même pylône situé dans la partie nord de Westchester se sont débranchées. Dans l'heure qui a suivi, le réseau s'est séparé des réseaux voisins et s'est effondré en dépit des mesures d'urgence prises par les répartiteurs de Consolidated Edison. Privée d'apports extérieurs, la ville de New York n'était pas en mesure de répondre à la totalité de ses besoins énergétiques.

Voici les facteurs déterminants qui ont joué dans cette panne :

- Sur deux lignes à 345 kV reliant Buchanan South à Millwood West, le conducteur de phase B a été accidentellement mis à la terre par l'action de la foudre.
- L'intervention des disjoncteurs sur la barre omnibus en anneau de Buchanan South a isolé la génératrice nº. 3 de la centrale Indian Point de toute charge. Cette dernière s'est mise hors circuit lorsqu'on l'a ensuite raccordée à une charge de 883 MW.
- La perte de la barre omnibus a entraîné la chute de la ligne de jonction à 345 kV vers Ladentown, qui importait alors 427 MW d'électricité, portant la perte totale de courant à 1 310 MW.
- 18 1/2 minutes après le premier incident, un deuxième éclair a mis hors circuit deux autres lignes à 345 kV reliant Sprain Brook à Buchanan North et Sprain Brook à Millwood West. Ces deux lignes utilisent des pylônes communs entre Millwood West et Sprain Brook. L'une de ces lignes (de Millwood West à Sprain Brook) s'est refermée automatiquement et s'est remise à fonctionner en 2 secondes environ. L'autre ne s'est pas remise en service, ce qui a isolé la dernière interconnexion de Consolidated Edison vers le nord-ouest.
- La crête de courant provenant du nord-ouest qui s'en est ensuivie a causé la mise hors circuit de la ligne reliant Pleasant Valley à Millwood West par suite de l'action d'un relais (un contact tordu de l'un des relais à Millwood West étant à l'origine de cette fausse manœuvre).
- 23 minutes plus tard, la ligne à 345 kV reliant Leeds à Pleasant Valley s'est affaissée sur un arbre (à cause de la surcharge) et s'est déconnectée.
- Dans la minute qui a suivi, le transformateur à 345/138 kV de Pleasant Valley a cessé de fonctionner en raison d'une surcharge, laissant uniquement trois interconnexions en état de marche dans le réseau de Consolidated Edison.
- Trois minutes plus tard, l'opérateur du réseau de Long Island Lighting Co., avec l'accord du répartiteur général, a ouvert manuellement la ligne de jonction Jamaica-Valley Stream.
- Sept minutes plus tard environ, le mécanisme de commutation de prises du déphaseur de Goethals a fait défaut, ce qui a entraîné la perte de la ligne de jonction Linden-Goethals vers le réseau de PJM, par lequel transitaient 1 150 MW vers la Consolidated Edison.
- Les deux lignes de jonction extérieures restantes à 138 kV vers le réseau de Consolidated Edison ont cessé de fonctionner en raison de la surcharge, isolant complètement le réseau de Consolidated Edison.
- À ce moment, la capacité de production interne dans le réseau était insuffisante pour éviter l'effondrement de l'enclave de Consolidated Edison.

22 décembre 1982 – Côte Ouest

Cette panne a entraîné la perte d'une charge de 12 350 MW et a touché cinq millions de personnes sur la Côte Ouest. La panne a commencé lorsque de forts vents ont endommagé un pylône électrique supportant une ligne à 500 kV. Ce pylône est tombé sur une ligne parallèle à 500 kV, ce qui a mené à la perte des deux lignes. La mise hors circuit de ces lignes a entraîné en cascade la défaillance de trois autres pylônes sur chaque ligne. En tombant, les conducteurs des lignes sont entrés

en contact avec deux lignes à 230 kV qui passent dans l'emprise des lignes à 500 kV, provoquant l'effondrement des lignes à 230 kV.

La mise hors circuit des lignes à 500 kV a entraîné l'application d'un plan de mesures correctives prévoyant le sectionnement de l'interconnexion en deux enclaves distinctes et la modulation de la production dans le réseau Pacific Northwest, de manière à minimiser le nombre de clients touchés par les pannes et à accélérer la reprise du service. Cependant, des retards se sont produits dans l'application du plan et l'interconnexion s'est finalement trouvée divisée en quatre enclaves.

En plus de la défaillance mécanique des lignes de transport, l'analyse de la panne a révélé des problèmes de coordination des plans de protection, les plans de mise hors circuit des génératrices et de sectionnement du réseau n'ayant pas été exécutés comme prévu ou ayant été appliqués trop lentement. On a constaté qu'un composant d'une voie de communication avait fonctionné de façon sporadique, ce qui avait eu pour effet de retarder la transmission du signal de commande. Le plan de sectionnement d'urgence a également failli parce que les relais ne pouvaient supporter les transits de puissance engendrés par une perturbation de cette ampleur.

Enfin, la quantité et le format des données dont disposaient les opérateurs ont rendu difficiles l'évaluation de l'ampleur de la panne et la détermination des correctifs à apporter. Les références temporelles des événements qui ont jalonné la panne ne répondaient pas à la même norme, ce qui a rendu plus difficile encore l'évaluation en temps réel de la situation.

2 et 3 juillet 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge de 11 850 MW et a touché deux millions de personnes dans l'ouest du continent nord-américain, plus précisément aux États-Unis (Arizona, Californie, Colorado, Idaho, Montana, Nebraska, Nevada, New Mexico, Oregon, Dakota du Sud, Texas, Utah, État de Washington et Wyoming); au Canada (Alberta, Colombie-Britannique); et au Mexique (Baja California Norte). Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à plusieurs heures.

La panne a commencé lorsqu'une ligne de transport à 345 kV en Idaho est venue en contact avec un arbre et s'est mise hors circuit. Le relais de protection d'une ligne de transport parallèle a détecté la défaillance et mis par erreur une deuxième ligne hors circuit. Le débranchement presque simultané de ces deux lignes a grandement réduit la capacité de transport de la production de la centrale Jim Bridger voisine. D'autres relais sont intervenus et ont mis hors circuit deux des quatre génératrices de cette centrale. Avec deux génératrices en moins, la fréquence dans l'ensemble de l'Interconnexion de l'Ouest a commencé à baisser et la tension à s'effondrer dans la région de Boise, Idaho, limitant ainsi les transferts dans l'interconnexion à courant alternatif Californie-Oregon.

Pendant 23 secondes, le réseau est demeuré dans un équilibre précaire, jusqu'à ce que la ligne à 230 kV Mill Creek-Antelope reliant le Montana et l'Idaho soit mise hors circuit par un relais de zone 3, faisant chuter la tension à la sous-station de Summer Lake et provoquant la perte de synchronisme de l'interconnexion. Des relais de correction ont divisé le réseau en cinq enclaves prédéterminées pour réduire au minimum les interruptions de courant et les temps de rétablissement. Les mêmes conditions étaient présentes le 3 juillet, mais cette fois, l'opérateur a procédé à un délestage manuel lorsque la tension a commencé à chuter dans la région de Boise, ce qui a mis fin à la perturbation.

10 août 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge de plus 28 000 MW et a touché sept millions et demi de personnes dans l'ouest du continent nord-américain. Elle a privé d'électricité des clients de 14 États américains : Arizona, Californie, Colorado, Idaho, Montana, Nebraska, Nevada, New Mexico, Oregon, Dakota du Sud, Texas, Utah, État de Washington et Wyoming; de l'Alberta et de Colombie-Britannique, au Canada; et de Baja California Norte au Mexique. Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à neuf heures.

La chute de plusieurs lignes de transport importantes, l'arrêt de production au barrage McNary et les fluctuations qui en ont découlé dans les réseaux ont provoqué la fragmentation en quatre enclaves de l'Interconnexion de l'Ouest et une perte importante de charge et de production. Avant la perturbation, le réseau de transport qui lie le Canada à la Californie en passant par la région nord-ouest était fortement chargé en raison d'importants transferts nord-sud. Ces transferts s'expliquaient, d'une part, par une consommation élevée dans le Sud-Ouest en raison du temps chaud, et, d'autre part, par d'excellentes conditions de production hydroélectrique au Canada et dans le nord-ouest des États-Unis.

Les températures très élevées dans le Nord-Ouest ont provoqué la mise hors circuit de deux lignes de transport à faible charge dont les conducteurs étaient venus en contact avec des arbres non élagués, puis une troisième ligne à forte charge est tombée de la même façon. Ce dernier incident a provoqué la surcharge et le débranchement d'autres lignes de transport. Une baisse générale des tensions dans le Nord-Ouest ainsi que l'arrêt de la production au barrage McNary en raison de l'intervention inopportune de relais ont causé des

fluctuations de courant dans l'interconnexion à courant alternatif Californie–Oregon. Les relais de protection de l'interconnexion ont mis ces installations hors circuit et ont provoqué le sectionnement de l'Interconnexion de l'Ouest en quatre enclaves. Après la perte des deux premières lignes à faible charge, les opérateurs ignoraient que le réseau était dans un état précaire pendant l'heure qui a suivi parce qu'on n'avait pas procédé à un relevé récent des conditions d'exploitation du réseau.

25 juin 1998 – Centre-nord des États-Unis et centre du Canada

Cette panne a causé la perte d'une charge de 950 MW et a touché 152 000 personnes au Minnesota, au Montana, au Dakota du Nord, au Dakota du Sud, au Wisconsin, aux États-Unis, ainsi qu'en Ontario, au Manitoba et en Saskatchewan, au Canada. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 19 heures.

Un orage dans le Minnesota a entraîné une série d'incidents qui ont déstabilisé le réseau englobant toute la région desservie par le Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) et la partie nord-ouest du réseau d'Hydro-Ontario du Northeast Power Coordinating Council. Une ligne à 345 kV a été frappée par la foudre et s'est débranchée. Des lignes secondaires à faible tension ont alors été surchargées et se sont mises hors circuit, ce qui a affaibli le réseau encore plus. Peu après, la foudre a frappé une deuxième ligne à 345 kV, la mettant également hors circuit. Après la chute de cette deuxième ligne, les lignes de transport à faible tension qui étaient encore opérationnelles ont été surchargées et ont été débranchées par des relais de protection. Cette série de mises hors circuit en cascade s'est poursuivie jusqu'à ce que toute la partie nord du MAPP soit coupée de l'Interconnexion de l'Est, formant trois enclaves et entraînant dans la panne toute la partie nord-ouest du réseau d'Hydro-Ontario.

Été 1999 – Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis

Le 6 juillet 1999, la charge dans le réseau de PJM atteignait 51 600 MW (approximativement 5 000 MW au-dessus de la prévision). Les responsables de PJM ont alors mis en œuvre toutes les procédures d'urgence (y compris une réduction de 5 % de la tension) à l'exception du délestage manuel, et importé 5 000 MW de sources externes pour répondre à une demande record. Le 19 juillet 1999, la demande dépassait les 50 500 MW. PJM a requis le maximum de puissance de ses installations de production situées dans la partie est de son réseau et de nouveau appliqué les mesures d'urgence à compter d'environ midi jusque dans la soirée, comme elle l'avait fait le 6 juillet.

Pendant ces périodes de pointe, des chutes prononcées de tension se sont produites dans le réseau de transport à haute tension. Des mesures d'urgence prises ont évité de justesse l'effondrement de la tension. Les baisses de tension étaient attribuables au fait que la puissance réactive appelée dépassait la puissance réactive disponible. Le surcroît de puissance réactive appelée était lié aux niveaux élevés de la demande d'électricité et aux pertes importantes résultant des transferts considérables de puissance dans tout le réseau. La pénurie de puissance réactive s'expliquait soit par la non-disponibilité des génératrices ou par leur incapacité à satisfaire la puissance réactive assignée en raison des conditions ambiantes et de l'indisponibilité de certains condensateurs shunt.

Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures

Les facteurs communs aux diverses pannes décrites plus haut et à la méga-panne du 14 août ont les aspects suivants: 1) un contact entre les conducteurs électriques et la végétation présente dans les couloirs de transport; 2) une sur-estimation de la puissance réactive dynamique des génératrices; 3) l'impossibilité des opérateurs ou coordonnateurs des réseaux individuels de suivre l'évolution de la situation dans l'ensemble du réseau interconnecté; 4) le manque de contrôle sur le respect des limites de sécurité dans l'exploitation du réseau interconnecté; 5) le manque de coordination des divers mécanismes de protection des réseaux; 6) des lacunes dans la communication de l'information entre réseaux voisins; 7) l'absence de filets de sécurité; et 8) le manque de formation du personnel d'exploitation. Les sections qui suivent donnent plus de précisions sur ces facteurs et énoncent les recommandations pertinentes découlant d'enquêtes antérieures.

Contact entre les conducteurs et la végétation

Ce facteur a déclenché bon nombre de pannes majeures et aggravé plusieurs d'entre elles. Les opérateurs de réseau possèdent de bons outils de suivi de tempête et de la foudre, mais ils n'ont aucun moyen de savoir si un conducteur est entré en contact avec un arbre et perd tout ou partie de sa charge à la terre. En cas de débranchement de la ligne, ils peuvent faire un essai et tenter de rétablir le service, si bien sûr la manœuvre ne comporte pas de danger. Si la manœuvre réussit, il n'est pas exclus que la ligne retombe de nouveau en panne car la charge qu'elle supporte, en raison des pertes à la terre, surchauffe les conducteurs. Cette situation est fréquente lorsque la repousse dans les couloirs de transport n'est pas maîtrisée et que le temps est chaud, sans vent.

Dans certains cas, les contacts entre les conducteurs et les arbres provoquent le débranchement de plusieurs

circuits, contribuant ainsi à multiplier les incidents qui affaiblissent le réseau. Il est fréquent que les conducteurs s'affaissent et entrent en contact avec des ouvrages ou des arbres présents dans l'emprise quand on a le plus besoin du courant électrique. En effet, c'est par temps chaud que les besoins de courant sont souvent les plus élevés – pour alimenter les climatiseurs, par exemple, ou les pompes d'irrigation, ce qui a pour effet d'accroître la charge inductive des réseaux et de mettre à rude épreuve les lignes de transport. On sait que la perte de circuits contribue à la baisse des tensions. Cette baisse est particulièrement néfaste quand la charge inductive est élevée puisque le réseau doit alors fournir un surcroît de puissance réactive, ce qui aggrave encore les problèmes de tension.

Les enquêtes sur les pannes précédentes en étaient notamment venues aux conclusions suivantes :

- Une attention particulière doit être accordée aux emprises après des saisons de forte croissance. Un printemps et un été très humides et chauds ont précédé les pannes de 1996 dans l'Ouest.
- Tout effort de rationalisation des dépenses d'exploitation et d'entretien qui pourrait se traduire par une réduction des opérations de maintenance des lignes ou d'élagage des arbres doit faire l'objet d'une évaluation attentive. Les programmes d'entretien doivent viser à prévenir plutôt qu'à guérir.

Puissance réactive des génératrices

Un apport suffisant en puissance réactive est un facteur important du maintien des tensions réseau au niveau prévu et une condition essentielle au transfert efficace de la puissance. Dans la plupart des pannes étudiées, on a relevé une insuffisance de puissance réactive. Les condensateurs shunt et les installations de production sont les plus importantes sources de puissance réactive. Les opérateurs de réseau, lorsqu'ils élaborent leurs plans de mesures d'urgence, tiennent compte du comportement des éléments constituants de leur réseau en fonction de diverses conditions d'exploitation. C'est à partir de ces analyses qu'ils calculent et fixent les limites de transfert de puissance de leurs installations. Les condensateurs shunt sont faciles à modéliser puisqu'ils sont statiques, mais la modélisation de la puissance de sortie réactive dynamique de génératrices fonctionnant dans un réseau soumis à de fortes charges est un tout autre défi. Il va sans dire que les erreurs de conception du modèle se traduiront à coup sûr dans l'estimation des limites de transfert.

L'analyse des pannes a montré qu'on avait, dans la plupart des cas, surestimé la contribution en puissance réactive dynamique des génératrices du réseau, ce qui compliquait encore la gestion des tensions. La capacité de production de puissance réactive de certaines génératrices est limitée par des mécanismes intégrés de protection contre la surexcitation ou par la hausse des températures ambiantes. D'autres ont un facteur de puissance fixe et ne peuvent fournir de puissance réactive lorsque la tension est trop faible. Dans certaines interconnexions, pour éviter les pannes en cascade, on a recours à des mécanismes de délestage automatique dès que la tension descend sous un certain seuil. Cette solution pourrait être utilisée plus souvent.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant le soutien de la tension et la gestion de la puissance réactive, dont les suivantes :

- Tout changement apporté aux limites de puissance réactive des génératrices doit être communiqué de manière précise et en temps utile de façon à faciliter la planification et la modélisation opérationnelles du réseau.
- Un processus de surveillance de la tension et de la puissance réactive des génératrices doit être mis au point pour déterminer à quel moment ces équipements s'écartent des limites signalées en matière de puissance réactive.
- Il faut établir une norme commune concernant la définition de la capacité de puissance réactive des génératrices en régime établi et post-incident (délai : 15 minutes) et déterminer la méthodologie, les essais et les exigences à respecter en matière de rapports d'exploitation.
- Une convention de garantie de service des génératrices qui préciserait les conditions à respecter en matière de puissance réactive doit être élaborée, de manière à améliorer la fiabilité de l'exploitation.
- Il faut examiner et contrôler périodiquement sur place les plafonds de puissance réactive des génératrices pour s'assurer que les limites signalées (en mégavars) peuvent être atteintes.
- Toute information relative à la puissance réactive disponible de chaque génératrice ou groupe de génératrices, d'autres sources de puissance réactive et de la marge de puissance réactive des barres omnibus doit être transmise en direct au pupitre de commande. Cette information devrait permettre de maximiser l'utilisation des condensateurs shunt pendant les transferts importants de courant et d'accroître ainsi la disponibilité des réserves de puissance réactive dynamique du réseau.
- Pour résoudre les problèmes d'instabilité de tension, étudier : l'insertion automatique et rapide de condensateurs (série et shunt), l'installation de

réacteurs en dérivation directe, la mise hors circuit de charges de consommation, le délestage systématique en cas de sous-tension.

- On devrait garder en réserve une marge de puissance réactive qu'on évaluerait périodiquement et qui serait utilisée comme repère pour mesurer la performance des réseaux et définir des niveaux de transferts maximaux.

Visibilité du réseau en cours de panne

Chaque centre de commande fonctionne comme une entité distincte au sein d'une interconnexion synchrone unique. Les personnes ou organisations qui ont des responsabilités géographiques ou fonctionnelles dans l'exploitation d'un réseau ne voient malheureusement pas l'ensemble du système de distribution d'électricité. Ainsi, l'opérateur ou le coordonnateur de la fiabilité d'un réseau peut rester dans l'ignorance totale des incidents qui surviennent dans un réseau voisin. Il arrive aussi que des données utiles sur le réseau soient accessibles dans un centre de commande mais ne sont pas présentées sous une forme qui permet aux opérateurs et aux coordonnateurs de prendre des décisions essentielles à la bonne marche du réseau.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant les outils de gestion et la visibilité du réseau, dont les suivantes :

- Il y a lieu d'élaborer un système de communication visuel qui donnerait aux opérateurs des centres de commande une information immédiate et complète sur l'évolution des principaux éléments de leur réseau et des réseaux voisins.
- Tout système de communication destiné aux opérateurs doit être alimenté par une source d'énergie autonome afin que l'information sur l'état du réseau reste accessible en tout temps, notamment pendant les perturbations du réseau.
- Dans les centres de commande, les opérateurs devraient pouvoir consulter un tableau d'affichage indiquant la charge dynamique des lignes et les points de rupture éventuels du courant, de façon à disposer de toute l'information utile concernant les installations disponibles et en service.
- Les opérateurs devraient pouvoir interroger le système de gestion informatique du centre sur les différentes solutions de rechange envisageables en cas de panne ou de perturbation du réseau et sur les conséquences de chaque mesure proposée.
- Un système d'analyse en ligne de la sécurité du réseau devrait indiquer à l'opérateur les éventuelles pannes multiples à venir qui pourraient compromettre la fiabilité du réseau pour des raisons de surchauffe, d'instabilité générale ou d'oscillations de la tension post-incident.
- Il faudrait mettre au point un système de suivi dans le temps des perturbations qui permettrait d'évaluer la performance du réseau interconnecté lorsqu'il est soumis à des fortes charges et d'élaborer par la suite des mécanismes de protection appropriés.

Connaissance et respect des limites de sécurité des réseaux

On sait maintenant que les opérateurs en poste au moment de ces pannes ne disposaient pas toujours d'une information complète et valable sur la vulnérabilité de leur réseau face aux rebondissements éventuels de la panne. Dans certains cas, le modèle utilisé pour les simulations n'était pas exact, les tableaux de surveillance au centre de commande n'indiquaient pas les éléments clés perdus dans le réseau, l'opérateur n'était pas en mesure de déterminer le résultat des mesures prises pour stabiliser le réseau (contrôle de la réserve de puissance réactive, angle des transferts, etc.), enfin il ne lui était pas toujours possible d'évaluer l'état du réseau après la perte d'un composant et le rajustement des limites de sûreté.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la mise en oeuvre des limites de sécurité, dont les suivantes :

- Après une panne, le réseau doit être ramené à un état de fiabilité dans les délais prévus. On doit vérifier que les guides d'exploitation donnent toutes les indications utiles à cet égard.
- Il faut réduire les transferts de puissance sur le réseau jusqu'à ce que des études permettent de déterminer les limites sûres de transferts simultanés.
- Les mécanismes de détection des anomalies et perturbations doivent être mis à jour pour qu'on les étudient pour être en mesure de les régler avant qu'elles compromettent le bon fonctionnement du réseau.

Coordination des relais de protection (installations de transport et de production)

Les relais sont conçus de façon à détecter les courts-circuits et à agir localement pour isoler les équipements défectueux, à la fois pour protéger ces derniers de tout dommage éventuel et pour protéger l'ensemble du réseau des dommages qu'il pourrait subir de la part d'équipements défectueux. Les systèmes de relais sont utilisés en redondance dans les modes primaire et de secours. Si un relais fait défaut, un autre relais devrait détecter la défaillance et mettre hors circuit les disjoncteurs qui commandent l'équipement menacé.

Certains relais auxiliaires à longue portée peuvent confondre des surcharges de courant et des oscillations « normales » avec des fuites à la terre, et provoquer des mises hors circuit inopportunes. Il est donc important d'assurer en permanence la coordination des nombreux relais utilisés dans un réseau interconnecté et de faire les rajustements qui s'imposent. À noter que certains relais peuvent entraver la resynchronisation d'un réseau, compliquant d'autant le rétablissement du courant.

Les relais de type général agissent à l'échelle du réseau, plutôt que d'un équipement en particulier. Leur fonction peut être par exemple de délimiter des enclaves pour éviter la propagation d'une perturbation à l'ensemble du réseau ou de déclencher automatiquement des délestages pour protéger le réseau d'une baisse des fréquences ou de la tension. Plusieurs des pannes décrites ci-dessus s'expliquent par le non-fonctionnement ou le fonctionnement inopportun d'un ou de plusieurs relais.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la coordination des dispositifs de protection, dont les suivantes :

- Il faut procéder périodiquement à des essais de déclenchement des relais combinés. L'essai de réception de l'appareil, au moment de son installation, doit porter sur la combinaison des fonctions de l'appareil et sur chaque élément du relais, pour vérifier que l'ensemble répond aux normes.
- La protection assurée par les relais doit être continuellement revue pour s'assurer qu'elle suit l'évolution des réseaux et de la technologie.
- Sur les lignes de transport d'importance vitale, on installera des capteurs pour qu'ils déclenchent des délestages de consommation ou des coupures de production si la capacité de surcharge à court terme des conducteurs est dépassée pendant un certain temps. Le délai doit être assez long pour permettre à l'opérateur de tenter de réduire la charge des lignes par d'autres moyens.
- Les restrictions d'angle de phase visant à empêcher le réenclenchement des grandes interconnexions lors d'urgences dans le réseau devraient être soigneusement définies. Il faut notamment envisager le contournement éventuel des relais de contrôle du synchronisme afin de permettre la fermeture directe de certaines interconnexions lorsque la mesure est nécessaire au maintien de la stabilité du réseau pendant une urgence.
- Il convient de revoir les critères régissant la création délibérée d'enclaves dans un réseau en cas d'urgence. Les guides d'exploitation des réseaux doivent définir les conditions dans lesquelles on peut admettre un déséquilibre important entre la production et la charge à l'intérieur d'une enclave.

Efficacité des communications

En temps normal, on s'attend à ce que les responsables de la fiabilité des réseaux s'échangent, dans des délais raisonnables, des informations sur la meilleure façon de préserver l'intégrité de leurs installations. À plus forte raison en situation d'urgence. Pendant les urgences, il va de soi que les opérateurs doivent être libérés de toute tâche qui n'est pas directement liée au maintien du réseau. Pourtant, on peut déplorer que plusieurs des pannes décrites plus haut s'expliquent en partie par le manque de communication entre les réseaux.

Mise en place de « filets de sécurité »

Par « filet de sécurité », on entend un programme d'intervention qui se met en place automatiquement lorsque surviennent certains événements. Ces programmes entraînent bien sûr des dépenses et comportent certains inconvénients, mais ils peuvent empêcher certaines perturbations de dégénérer. Ils comprennent diverses mesures comme des délestages, des arrêts de production, la formation d'enclaves, etc. Le but est toujours de réduire la gravité des perturbations et de leurs conséquences. Si un filet de sécurité avait été en place en août 1996 sur la Côte Ouest américaine, l'ampleur de la panne aurait été bien moindre : la perte de charge aurait été de 7 200 MW, plutôt que de 28 000 MW. (Depuis, on a rétabli le filet de sécurité...) Ces filets de sécurité ne doivent toutefois pas servir de prétexte pour repousser les limites des transferts de puissance.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant les filets de sécurité, dont les suivantes :

- Des programmes de délestage automatique doivent être introduits dans toutes les zones qui n'en sont pas encore pourvues afin d'éviter que les enclaves qui se forment lors d'une panne ne s'effondrent totalement lorsque leur capacité de production est inférieure à la demande. Le délestage doit être considéré comme un programme d'assurance et ne dispense en aucun cas l'exploitant de rechercher la configuration de réseau la plus efficace.
- Il faut prévoir l'installation de dispositifs permettant à l'opérateur, par une simple manœuvre, de commander le délestage de grands blocs de charge.

Formation du personnel

Dans plusieurs des pannes étudiées, les méthodes d'exploitation en vigueur ne permettaient pas de faire face à des perturbations graves du réseau, d'où la

recommandation d'améliorer les méthodes et la formation du personnel et la suggestion de créer des installations où l'on pourrait simuler des perturbations à l'intention des répartiteurs. On a pu constater que face à une perturbation qui menace l'intégrité de leur réseau, les opérateurs ont tendance à réduire les mouvements d'énergie au minimum, mais hésitent à réclamer un surcroît de production et à recourir au délestage.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la formation du personnel, dont les suivantes :

- Les opérateurs devraient être tenus de s'inscrire à des programmes approfondis de formation et de recyclage.
- Un simulateur à échelle réelle devrait être créé pour permettre aux opérateurs d'acquérir une expérience pratique de la gestion des urgences et autres perturbations de réseau.
- Les procédures et les programmes de formation devraient permettre aux opérateurs de réseau de prévoir et de reconnaître les situations d'urgence.
- On devrait retrouver dans les manuels et le matériel didactique les critères que les opérateurs de réseau peuvent utiliser pour reconnaître les signes d'anomalie dans le réseau et déterminer les mesures d'allègement qu'ils peuvent prendre pour éviter que la perturbation ne se transforme en urgence.
- On ne doit pas compter sur les procédures d'allégement de la charge pour redresser un réseau en état instable, ces méthodes ne pouvant généralement pas être mises en œuvre rapidement. D'autres possibilités s'offrent à l'opérateur et il doit être responsable de rajuster les paramètres d'exploitation du réseau et rétablir l'équilibre sans délai.
- Il faut souligner et protéger la responsabilité des opérateurs vis-à-vis du réseau qu'ils administrent et l'autorité qu'ils ont pour mettre en branle les moyens jugés nécessaires pour éviter une dégradation des conditions d'exploitation.
- Il y a lieu de réexaminer les critères d'évaluation des risques d'instabilité des tensions et d'améliorer les programmes de formation des opérateurs, les outils opérationnels et la procédure d'évaluation technique annuelle pour arriver à mieux cerner les problèmes liés à l'instabilité des tensions et à atténuer leurs effets négatifs à l'échelle régionale.

Comparaison avec la panne du 14 août 2003

La panne du 14 août 2003 présentait plusieurs similarités avec les pannes précédentes en ce qui concerne les causes ou les facteurs déterminants, à savoir :

- un entretien déficient des couloirs de transport de l'électricité;
- le dépassement des limites de sécurité prescrites ;
- le défaut de reconnaître l'urgence de la situation et de communiquer cette information aux réseaux voisins;
- le manque de formation des opérateurs; et
- l'impossibilité d'obtenir une représentation du réseau à l'échelle régionale;
- coordination inadéquate des rélais et d'autres dispositives ou systèmes de protection.

La panne du 14 août s'explique aussi par des facteurs qui lui sont propres, à savoir : l'impossibilité d'obtenir une représentation du réseau à l'échelle interrégionale, le dysfonctionnement des systèmes SCADA ou SGE dans les zones de contrôle et l'absence d'un système de secours pour y remédier.

8. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant

Introduction

Le 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché neuf centrales nucléaires américaines qui ont brusquement cessé de fonctionner (arrêt d'urgence de réacteur) en raison de la panne. Sept centrales nucléaires canadiennes qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont également cessé de fonctionner. Quatre autres centrales canadiennes se sont automatiquement déconnectées du réseau en raison du transitoire électrique, mais elles ont continué de fonctionner à puissance réduite et ont été en mesure d'alimenter le réseau dès que la connexion a été rétablie par les opérateurs du réseau de transport. Six centrales nucléaires aux États-Unis et une au Canada ont connu des perturbations électriques majeures, mais ont tout de même pu continuer à produire de l'électricité. Pendant cet événement, des centrales non nucléaires des deux pays ont également cessé de fonctionner. De nombreuses autres centrales nucléaires ont observé des perturbations dans le réseau électrique, mais ont continué à produire de l'électricité sans interruption.

Le Sous-groupe sur le nucléaire (SGN) est un des trois sous-groupes créés pour appuyer le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. Il a été chargé de relever toutes les mesures pertinentes prises par les installations nucléaires en lien avec la panne. Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis, et Linda J. Keen, présidente et première dirigeante de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), co-président le SGN, dont les autres membres proviennent du secteur privé et de divers organismes gouvernementaux.

Au cours de la Phase I de l'enquête, le SGN s'est concentré sur la cueillette et l'analyse des données provenant de chaque centrale touchée. Il a voulu déterminer ce qui s'était produit et si certaines activités dans les centrales avaient provoqué la panne ou y avaient contribué ou avaient impliqué des problèmes de sécurité importants. Le Groupe de travail a terminé la Phase I de l'enquête par la publication du *Rapport provisoire*, dans lequel il énonçait les conclusions suivantes :

- Les centrales nucléaires touchées n'ont pas déclenché la panne d'électricité, ni contribué à sa généralisation (c.-à-d. outre l'arrêt normal prévu dans de telles conditions).
- Sous l'effet de la puissance des courants transitoires dans le réseau, les génératrices, turbines ou systèmes de réacteur ont atteint leur limite de protection et déclenché l'arrêt des centrales.
- Les centrales nucléaires ont réagi aux conditions régnant dans le réseau conformément aux spécifications de conception.
- Les centrales ont été maintenues dans un état d'arrêt sûr jusqu'à ce que les conditions du réseau leur permettent d'alimenter de nouveau le réseau en énergie électrique.
- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires des États-Unis :**
  - Les centrales Fermi 2, Oyster Creek et Perry ont cessé de fonctionner en raison de la mise hors circuit des génératrices principales, provoquée par des fluctuations de tension et de fréquence dans le réseau. La centrale Nine Mile 1 a cessé de fonctionner parce que la turbine principale a été mise hors circuit à cause des fluctuations de fréquence du réseau.
  - Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 ont cessé de fonctionner parce que les réacteurs ont été mis hors circuit en raison de la faible pression du système de contrôle des turbines, entraînée par les fluctuations de fréquence du réseau. À la centrale Ginna, les fluctuations de fréquence du réseau ont provoqué une chute de charge électrique importante qui a entraîné la mise hors circuit du réacteur et l'arrêt de la centrale. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 ont cessé de fonctionner par suite l'arrêt brusque du réacteur à un faible débit qui s'est produit lorsque les basses fréquences du réseau ont fait s'arrêter les pompes primaires du réacteur.
- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires du Canada :**
  - Aux centrales Bruce B et Pickering B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension du réseau ont provoqué la déconnexion automatique de génératrices (alternateurs). Dans le cas des réacteurs où les génératrices sont demeurées opérationnelles, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.
  - À la centrale Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont par la suite été automatiquement déconnectées du réseau.

- Trois réacteurs de Bruce B et un réacteur de Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau sur les instructions de l'opérateur du réseau de transport.
- Trois réacteurs de Darlington ont été mis à l'état de puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs de Pickering B et un de Bruce B ont été mis à l'état d'arrêt garanti.

Pour le rétablissement de la puissance, les titulaires de permis suivent un processus délibéré, commandé par les procédures et règlements visant les centrales. Les problèmes d'équipement ou de processus, qu'ils soient présents avant un incident ou causés par lui, doivent normalement être réglés avant le redémarrage. Le SGN estime que les titulaires de permis ont utilisé une approche prudente appropriée pour reprendre leurs activités, accordant la priorité à la sécurité.

- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires américaines :** Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont recommencé à produire de l'électricité le 17 août. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1 ont repris la production le 18 août, la centrale Fermi 2, le 20 août, la centrale Perry, le 21 août et la centrale Indian Point 3, le 22 août. La centrale Indian Point 3 avait des problèmes de matériel (épissures défectueuses dans le circuit d'alimentation du mécanisme d'entraînement des barres de contrôle) qui ont nécessité des réparations avant le redémarrage. La direction de Ginna a présenté à la NRC une demande spéciale d'application discrétionnaire des règlements pour pouvoir changer de mode et redémarrer la centrale même si une pompe à eau auxiliaire était hors service. La NRC a acquiescé à la demande d'exécution discrétionnaire des règlements.
- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires canadiennes :** Le redémarrage des centrales canadiennes s'est effectué conformément aux politiques et principes d'exploitation approuvés. Trois réacteurs de Bruce B et un réacteur de Darlington étaient resynchronisés avec le réseau dans les six heures suivant l'événement. Les trois autres réacteurs de Darlington ont été reconnectés les 17 et 18 août. Les réacteurs 5, 6 et 8 de Pickering B et le réacteur 6 de Bruce B ont été remis en service entre le 22 et le 25 août.

Le SGN n'a trouvé aucune preuve indiquant que l'arrêt des centrales nucléaires a provoqué la panne ou contribué, de manière inopportune, à sa généralisation (c.-à-d. outre la mise hors circuit des centrales prévue dans de telles conditions). Toutes les centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner ou qui se sont déconnectées du réseau ont répondu de manière automatique aux conditions du réseau. Toutes les centrales nucléaires ont réagi conformément aux spécifications de conception. Les fonctions de sécurité ont été dûment accomplies et les centrales nucléaires mises hors circuit sont demeurées dans un état d'arrêt garanti sûr jusqu'au redémarrage.

Au cours de la Phase II, le SGN a recueilli les commentaires et analysé les informations relatives aux recommandations possibles visant à prévenir les pannes de courant éventuelles. Des représentants du SGN, comprenant des membres de la NRC des États-Unis et de la CCSN, ont participé aux assemblées publiques visant à obtenir les commentaires et les recommandations tenues à Cleveland, en Ohio, à New York dans l'État de New York et à Toronto, en Ontario, les 4, 5 et 8 décembre 2003, respectivement. Des représentants du SGN ont aussi participé à l'assemblée publique tenue par le SGN à Rockville, au Maryland, le 6 janvier 2004, dans le but de solliciter les réactions et recommandations relatives à la panne survenue dans le Nord-Est.

Le lecteur trouvera plus de détails sur les activités accomplies au cours des Phases I et II dans les sections qui suivent. En raison des différences de conception importantes entre les centrales nucléaires du Canada et celles des États-Unis, le SGN a décidé de présenter une section distincte pour chaque pays. Cette présentation répond également à la demande des organismes de réglementation des deux pays, qui désiraient des sections indépendantes dans le rapport afin de pouvoir les utiliser comme documents de réglementation.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain

Sommaire

Le SGN américain n'a trouvé aucune preuve permettant d'affirmer que l'arrêt des neuf centrales nucléaires américaines a déclenché la panne ou a contribué indûment à la propagation de cette panne (c.-à-d. outre l'arrêt prévu des centrales dans des conditions définies). Les neuf centrales qui ont subi un arrêt de réacteur réagissaient toutes aux conditions du réseau. Sous l'effet de la puissance des courants transitoires dans le réseau, les génératrices, les turbines ou les systèmes de réacteur ont atteint la limite de protection et déclenché l'arrêt des centrales. Les neuf centrales se sont mises hors circuit sous l'effet de ces conditions d'une manière conforme aux spécifications de conception et en toute sécurité. Les neuf se sont arrêtées automatiquement et en toute sécurité afin

de se protéger contre les transitoires du réseau. Les fonctions de sécurité ont été exécutées efficacement, sans trop de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans un état d'arrêt sûr jusqu'au redémarrage.

Les pannes des centrales nucléaires qui ont résulté de la panne d'électricité du 14 août 2003 ont été déclenchées par des systèmes de protection automatiques des réacteurs ou des turbogénératrices, et non par des interventions humaines. Le SGN n'a reçu aucune information selon laquelle des opérateurs auraient délibérément arrêté des installations nucléaires pour les isoler des instabilités du réseau. En bref, tout ce qui s'est produit, c'est l'isolement automatique des installations nucléaires.

Pour ce qui est des 95 autres centrales nucléaires commerciales américaines titulaires de permis, quatre étaient déjà arrêtées au moment de la panne d'électricité, dont une a été soumise à une perturbation du réseau; 70 centrales en service ont observé certaines perturbations dans le réseau, mais ont pu les compenser et demeurer en circuit pour alimenter le réseau; 21 centrales en service n'ont subi aucune perturbation du réseau.

Introduction

Aux États-Unis, les centrales nucléaires commerciales sont régies par la NRC. La NRC impose des exigences réglementaires visant les systèmes d'alimentation externes qui prévoient notamment le nombre de sources d'alimentation extérieures et la capacité de résister à certains transitoires. L'alimentation externe est la source normale de courant alternatif (CA) alimentant les systèmes de sécurité d'une centrale lorsque la génératrice principale de la centrale ne fonctionne pas. Les exigences prévoient aussi la protection des systèmes de sécurité contre les variations du courant d'alimentation (en tension et en fréquence) qui risquent de causer des dommages. La NRC exige qu'en cas de perte d'alimentation externe, les systèmes de sécurité soient alimentés en CA par une source d'urgence (en règle générale, un groupe électrogène diesel de secours). Par ailleurs, elle assure la surveillance de la sécurité sur le plan de l'alimentation extérieure au moyen d'un programme d'inspection, en contrôlant l'expérience d'exploitation et en réalisant des études techniques.

Phase 1 : Enquête

Pour la Phase 1, le SGN s'est donné pour tâches principales de recueillir et d'analyser les données de chaque centrale afin de déterminer ce qui s'était passé et si une activité quelconque ayant eu lieu dans une centrale avait été à l'origine de la panne d'électricité, avait contribué à sa propagation ou avait impliqué un problème de sécurité sérieux. Pour assurer l'exactitude des données, une coordination complète a été maintenue au sein du SGN lui-même, mais aussi entre le Sous-groupe sur le nucléaire, le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur la sécurité.

Le personnel a élaboré un ensemble de questions techniques pour obtenir des exploitants ou titulaires de permis des centrales nucléaires les données qui lui permettraient d'examiner en détail la réaction des systèmes des centrales nucléaires. Deux demandes supplémentaires d'information plus particulière ont été faites auprès de certaines centrales. La collecte des données des centrales nucléaires américaines a été réalisée par l'entremise des bureaux régionaux de la NRC, qui a chargé des inspecteurs résidents de la NRC à chaque centrale d'obtenir du titulaire l'information nécessaire pour répondre aux questions. Les informations générales sur la conception des centrales ont été recueillies dans les rapports de sûreté définitifs mis à jour (*Updated Final Safety Analysis Reports*) et autres documents propres à chaque centrale.

Le personnel de la NRC a comparé les données sur chaque centrale avec les données de conception pour déterminer si les réactions de la centrale étaient conformes aux spécifications, si elles semblaient avoir été à l'origine de la panne ou avoir contribué à la propagation de la panne et si les exigences de sécurité avaient été satisfaites. Dans certains cas, on a élaboré des questions supplémentaires et obtenu des réponses du titulaire de permis pour clarifier la réaction observée de la centrale. Le SGN a communiqué avec le Sous-groupe sur l'électricité pour valider certaines données et pour obtenir des informations sur le réseau qui ont servi à l'analyse. Le SGN a relevé toutes les mesures pertinentes prises par les centrales nucléaires en rapport avec la panne d'électricité.

Caractéristiques types de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires américains

Les centrales nucléaires ont un certain nombre de caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection destinées à en garantir le fonctionnement fiable et sûr. La présente section décrit ces caractéristiques pour permettre au lecteur de mieux comprendre comment les centrales nucléaires interagissent avec le réseau et, plus particulièrement, comment elles réagissent aux variations de conditions du réseau. Nous décrivons ici les caractéristiques communes, sans toutefois aborder les particularités de conception et de fonctionnement de chaque centrale.

Caractéristiques de conception des centrales nucléaires américains

Les centrales nucléaires utilisent la chaleur engendrée par les réactions nucléaires pour générer de la vapeur et entraîner une turbogénératrice (également appelée génératrice principale) qui produit l'électricité à fournir au réseau.

Connexion du poste extérieur au réseau. Le poste extérieur d'une centrale constitue normalement l'interface entre la génératrice principale de la centrale et le réseau. Plusieurs lignes de transport lient le poste extérieur au réseau de manière à assurer la fiabilité de l'alimentation externe de la centrale nucléaire dans toutes les conditions de fonctionnement et d'arrêt. Chaque ligne de transport connectée au poste extérieur comporte des disjoncteurs affectés en propre avec capteurs d'anomalie pour détecter les conditions anormales telles que les courts-circuits entre phases ou entre phase et terre, dans le poste extérieur ou sur les lignes de transport connectées. Les capteurs d'anomalie sont liés à un système de protection du poste extérieur de la centrale conçu pour localiser toute condition d'anomalie avec une perturbation minimale au système.

Connexion de la génératrice principale au poste extérieur. La génératrice principale de la centrale produit de l'énergie électrique et transporte cette énergie au réseau de transport externe. La plupart des centrales alimentent également les omnibus auxiliaires de la centrale pour le fonctionnement normal du réacteur nucléaire via le transformateur auxiliaire. En temps normal, la génératrice principale produit une tension d'environ 22 kV. Cette tension est élevée par les transformateurs principaux pour l'adapter à la tension du poste extérieur, et le courant se propage vers le poste extérieur haute tension via deux disjoncteurs.

Alimentation des omnibus auxiliaires de centrale. Les omnibus auxiliaires de sécurité et ceux qui ne sont pas associés à la sécurité sont normalement connectés pour être alimentés par le transformateur auxiliaire de la génératrice principale, bien que dans certaines centrales, quelques omnibus auxiliaires demeurent alimentés par un transformateur de démarrage (c.-à-d. par le réseau de distribution externe). Lorsque la production d'électricité par la centrale est interrompue, l'alimentation est transférée automatiquement à la source d'alimentation externe (le transformateur de démarrage). Si cette source ne fournit pas une tension acceptable, les disjoncteurs des omnibus de sécurité s'ouvrent, et les omnibus sont remis sous tension par les groupes électrogènes diesel de secours à démarrage rapide. Les omnibus auxiliaires qui ne sont pas associés à la sécurité demeurent hors tension jusqu'à ce que l'alimentation externe soit rétablie.

Caractéristiques de fonctionnement des centrales nucléaires américaines

Réaction des centrales nucléaires aux variations de tension du poste extérieur. Lorsque le régulateur de tension de la génératrice principale est en mode automatique, la génératrice réagit à une hausse de tension du poste extérieur en réduisant le courant d'excitation de la génératrice. Cela entraîne une réduction de la puissance réactive, exprimée normalement en mégavoltampères réactifs (MVAr), se propageant de la génératrice au poste extérieur puis au réseau connexe, ce qui aide à limiter la hausse de la tension réseau. Le régulateur de tension de la génératrice principale étant en mode automatique, la génératrice réagit à une baisse de tension du poste extérieur en augmentant le courant d'excitation de la génératrice. Cela entraîne une augmentation de la puissance réactive (MVAr), se propageant de la génératrice au poste extérieur puis au réseau avoisinant, ce qui contribue à limiter la baisse de la tension réseau. Si la baisse de tension du poste extérieur est assez importante, le courant d'excitation accru de la génératrice risque de provoquer la surchauffe de l'inducteur de la génératrice. On fait généralement appel à des circuits de protection contre la surexcitation pour parer à cette éventualité. Ces circuits de protection peuvent arrêter la génératrice pour empêcher des dommages au matériel.

La protection contre la sous-tension est assurée sur les omnibus de sécurité des centrales nucléaires et peut l'être sur les omnibus non associés à la sécurité et sur des appareils particuliers. Cette protection est également utilisée dans le cas de certains modèles de réacteurs à eau sous pression sur les pompes primaires, à titre de signal de perte anticipée d'écoulement dans ces pompes.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires américaines

La génératrice et la turbine principales ont des caractéristiques de protection, semblables à celles des centrales à combustible fossile, qui protègent le matériel contre les dommages. En règle générale, les caractéristiques de protection du réacteur servent à protéger le combustible du réacteur contre les dommages et le circuit de refroidissement primaire contre les transitoires de surpression ou de surchauffe. Certaines caractéristiques d'arrêt produisent un arrêt correspondant à d'autres éléments; ainsi, un arrêt automatique de turbine entraîne normalement un arrêt automatique de réacteur au-dessus d'une valeur de consigne de faible puissance.

Les caractéristiques de protection de la génératrice visent normalement la surintensité, les défauts à la terre, les

relais différentiels (qui surveillent les conditions d'anomalie électrique à l'intérieur d'une zone de protection définie par l'emplacement des capteurs, généralement la génératrice principale et tous les transformateurs connectés directement à la sortie de la génératrice), les anomalies électriques des transformateurs connectés à la génératrice, la perte d'excitation de la génératrice et les arrêts de turbine. Les caractéristiques de protection de turbine visent normalement la survitesse (dont le seuil est habituellement réglé à 1 980 tr/min ou 66 Hz), la basse pression d'huile des roulements, les vibrations excessives des roulements, le vide insuffisant du condenseur, la défaillance des paliers de butée ou l'arrêt automatique de la génératrice. Les caractéristiques de protection de réacteur comprennent normalement l'arrêt automatique dans les cas suivants : surpuissance, pression anormale du circuit de refroidissement primaire, débit réduit du circuit de refroidissement primaire, bas niveau dans les générateurs de vapeur ou le caisson de réacteur ou arrêt automatique de la turbine.

Points à considérer pour le rétablissement de la production d'électricité par une centrale nucléaire américaine après rétablissement de la tension du poste extérieur

Voici des exemples des exigences qui doivent être satisfaites avant qu'on rétablisse la production d'électricité d'une centrale nucléaire à la suite d'une perte de tension du poste extérieur.

- La tension du poste extérieur fournie par une source externe doit être normale et stable. Les centrales nucléaires ne sont pas conçues avec une capacité de départ à zéro (démarrage sans alimentation externe).
- Les omnibus de la centrale doivent être alimentés à partir du poste extérieur, et les groupes électrogènes diesel de secours, remis en mode d'attente.
- L'équipement normal de la centrale, tel que les pompes primaires et les pompes de circulation d'eau, doit être remis en marche.
- Il faut rédiger un rapport d'examen de l'arrêt automatique du réacteur qui doit être approuvé par la direction de la centrale et qui doit aborder la cause de cet arrêt.
- Toutes les spécifications techniques de la centrale doivent être satisfaites. Les spécifications techniques sont transmises à chaque centrale nucléaire par la NRC comme faisant partie du permis. Elles dictent l'équipement qui doit être en état de fonctionnement et les paramètres qui doivent être satisfaits pour permettre le fonctionnement du réacteur. Des exemples des mesures qui étaient requises à la suite des événements du 14 août comprennent le remplissage des réservoirs à carburant diesel, le remplissage des réservoirs à condensat, l'établissement de l'écoulement forcé dans le circuit de refroidissement primaire et le refroidissement de la réserve d'eau de réduction de pression pour atteindre les limites de fonctionnement normal. Des essais de surveillance doivent être effectués conformément aux spécifications techniques (par exemple, le bon état de fonctionnement des détecteurs de neutrons lents doit être démontré).
- Les systèmes doivent être configurés pour permettre le démarrage.
- Les pressions et les températures du circuit de refroidissement primaire des réacteurs à eau sous pression doivent être réglées aux valeurs appropriées pour le démarrage des réacteurs.
- Un calcul de criticité de réacteur doit être effectué pour prédire les retraits de barres de contrôle nécessaires pour atteindre la criticité, lorsque la réaction de fission en chaîne devient autoentretenue en raison du flux de neutrons accru. La concentration de certains produits de fission absorbeurs de neutrons augmente à la suite d'un arrêt automatique de réacteur (suivi plus tard d'une réduction ou d'une décroissance). Aux réacteurs à eau sous pression (REP), la teneur en bore du caloporteur primaire doit être réglée en fonction du calcul de criticité. Vers la fin du cycle du combustible, il se peut que la centrale nucléaire n'ait pas de marge de réglage de bore ou des barres de contrôle suffisante pour le redémarrage avant que les absorbeurs de neutrons aient diminué considérablement (plus de 24 heures après l'arrêt automatique).

En conséquence, à la suite d'un arrêt normal, il peut se passer une journée ou plus avant qu'une centrale nucléaire puisse être redémarrée. Les arrêts automatiques de centrale imposent un transitoire considérable à l'équipement de la centrale et certains travaux d'entretien peuvent être nécessaires avant le redémarrage. Lorsque l'arrêt se combine à l'occurrence peu fréquente de la perte de l'alimentation externe, des mesures de reprise supplémentaires sont nécessaires. Les systèmes de sécurité tels que les groupes électrogènes diesel de secours et les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance associés à la sécurité doivent être remis dans leur configuration normale. Ces mesures supplémentaires prolongeraient le temps nécessaire au redémarrage d'une centrale nucléaire à la suite de ce type d'événement.

Résumé de la réaction des centrales nucléaires américaines à la panne de courant du 14 août 2003 et sécurité connexe

L'étude du SGN n'a identifié aucune activité ni aucun problème d'équipement survenu dans les centrales nucléaires américaines qui aurait causé le transitoire du 14 août 2003. Neuf centrales nucléaires ont été mises hors circuit en 60 secondes à cause de la perturbation du réseau. En outre, de nombreuses centrales nucléaires ont ressenti un transitoire dû à cette perturbation.

Centrales nucléaires mises hors circuit

La mise hors circuit de neuf centrales nucléaires a résulté de la réaction des centrales aux perturbations du réseau. Sous l'effet des perturbations initiales du réseau, les tensions du poste extérieur se sont mises à fluctuer de même que les transits de puissance réactive. Les régulateurs de tension des génératrices principales tentant de compenser ces fluctuations, les limites de sécurité de l'équipement ont été dépassées et des arrêts de protection se sont produits. C'est ce qui est arrivé aux centrales Fermi 2 et Oyster Creek. La centrale Fermi 2 s'est arrêtée à la suite d'une mise hors circuit de protection de l'inducteur de génératrice. La centrale Oyster Creek s'est arrêtée à cause de l'arrêt automatique d'une génératrice dû au rapport élevé entre la tension et la fréquence du courant.

De plus, comme l'équilibre entre la production d'électricité et la charge électrique du réseau était perturbé, la fréquence a aussi commencé à fluctuer. Dans certains cas, la fréquence est tombée suffisamment pour déclencher des fonctions de protection. C'est ce qui s'est produit aux centrales Indian Point 2, Indian Point 3 et Perry. La centrale Perry s'est arrêtée à cause d'un signal d'arrêt de sous-fréquence de génératrice. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 se sont arrêtées lorsque la fréquence du réseau a chuté suffisamment pour arrêter les pompes primaires, ce qui a déclenché une fonction de protection du réacteur.

Dans d'autres cas, la fréquence a fluctué pour atteindre des valeurs supérieures à la normale. Les systèmes de commande de turbine ont réagi en vue de limiter la fréquence. Les limites de l'équipement ont été dépassées à la suite de la réaction des systèmes de commande de turbine aux fortes variations de fréquence. Cela a entraîné l'arrêt automatique des centrales FitzPatrick, Nine Mile 1, Nine Mile 2 et Ginna. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 se sont arrêtées à cause de la basse pression dans le circuit hydraulique de commande de turbine. La centrale Nine Mile 1 s'est arrêtée à cause de la protection en cas de charge réduite de turbine. La centrale Ginna s'est arrêtée à cause des conditions dans le réacteur à la suite de la fermeture rapide des vannes de commande de turbine sous l'effet de la haute fréquence du réseau.

En ce qui concerne les centrales Perry, Fermi 2, Oyster Creek et Nine Mile 1, le réacteur s'est arrêté dès la mise hors circuit de la génératrice, bien que la chronologie ci-dessous ne l'indique pas parce que les horloges n'étaient pas synchronisées sur l'étalon horaire national. En ce qui concerne les centrales Indian Point 2 et 3, FitzPatrick, Ginna et Nine Mile 2, le réacteur s'est arrêté avant la génératrice. Lorsque le réacteur s'arrête en premier, il y a généralement un bref délai avant que les disjoncteurs de sortie de la génératrice s'ouvrent. Après l'arrêt du réacteur, la production d'électricité tombe rapidement à zéro. Le tableau 8.1 indique les heures d'après les données recueillies pour les heures d'arrêt des réacteurs et les heures d'ouverture des disjoncteurs de génératrice (mise hors circuit de génératrice) d'après le rapport du Sous-groupe sur l'électricité. Des détails supplémentaires sur les centrales qui se sont arrêtées sont donnés plus bas.

Fermi 2. La centrale Fermi 2 est située à 25 milles (40 kilomètres) au nord-est de Toledo, Ohio, dans le sud du Michigan, au bord du lac Érié. Avant l'événement, elle produisait environ 1 130 mégawatts électriques (MWe). Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de turbine résultait probablement de plusieurs signaux d'arrêt de protection de l'inducteur de génératrice (surexcitation et perte d'excitation) pendant que la génératrice de Fermi 2 réagissait à une série de transitoires à variation rapide avant son arrêt. Cela correspond aux données qui indiquent de fortes oscillations de la puissance réactive (MVAr) de la génératrice de Fermi 2 avant qu'elle soit mise hors circuit.

Par la suite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les opérateurs ont arrêté un de ces groupes électrogènes qui a été mis en parallèle avec le réseau pour fins d'essai, après quoi il a automatiquement partagé la charge. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, « événement inhabituel », a eu lieu vers 16 h 22 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 15 août, vers 1 h 53 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : le groupe électrogène à turbine à combustion (la source d'alimentation CA de rechange) n'a pas pu être lancé à partir de la salle de commande; cependant, il a pu être lancé avec succès localement. De plus, le système de

Tableau 8.1 Heures d'arrêt des centrales américaines

Centrale Nucléaire	Mise hors circuit de réacteur[a]	Mise en hors circuit de génératrice[b]
Perry	16 h 10 min 25 s HAE	16 h 10 min 42 s HAE
Fermi 2	16 h 10 min 53 s HAE	16 h 10 min 53 s HAE
Oyster Creek	6 h 10 min 58 s HAE	16 h 10 min 57 s HAE
Nine Mile 1	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 4 s HAE
Indian Point 2	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 9 s HAE
Indian Point 3	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 23 s HAE
FitzPatrick	16 h 11 min 4s HAE	16 h 11 min 32 s HAE
Ginna	16 h 11 min 36 s HAE	16 h 12 min 17 s HAE
Nine Mile 2	16 h 11 min 48 s HAE	16 h 11 min 52 s HAE

a) Tel que déterminé à partir des données du titulaire du permis (ce qui peut ne pas correspondre à l'heure nomale du pays).
b) Tel que signalé par le sous-groupe sur le réseau électrique (correspond à l'heure normale du pays).

refroidissement de la piscine de désactivation a été interrompu pendant environ 26 heures et a atteint une température maximale de 130 °F (55 °C). La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 20 août, vers 1 h 41 HAE.

FitzPatrick. La centrale FitzPatrick est située à environ 8 milles (13 kilomètres) au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 850 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la basse pression du circuit hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt automatique du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du système était basse parce que le système de commande agissait rapidement sur les vannes de commande de turbine pour régler la vitesse de la turbine, qui subissait les fluctuations de la fréquence réseau.

Immédiatement avant l'arrêt, on a observé des conditions de surtension et de sous-tension considérables sur le réseau. Ensuite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 26 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 23 h 07 HAE. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 18 août, vers 6 h 10 HAE.

Ginna. La centrale Ginna est située à 20 milles (32 kilomètres) au nord-est de Rochester, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 487 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la surchauffe/température-delta. Le signal d'arrêt en cause empêche le cœur du réacteur de dépasser les limites de température. Les vannes de commande de turbine se sont fermées à la suite des conditions changeantes du réseau. Cela a produit un transitoire de température et de pression dans le réacteur, ce qui a entraîné un arrêt dû à la surchauffe/température-delta.

L'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale n'a pas été perdue. De l'avis des opérateurs, l'alimentation externe n'était pas stable, de sorte que, par mesure de précaution, ils ont alimenté les omnibus de sécurité au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe n'était pas perdue et s'est stabilisée environ 50 minutes après l'arrêt du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 46 HAE à cause de la dégradation de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 21 h 08 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : le système de commande numérique de l'eau d'alimentation s'est comporté de manière imprévue à la suite de l'arrêt, ce qui a donné lieu à des niveaux élevés dans le générateur de vapeur; il y a eu perte d'indication d'écoulement au sceau des pompes primaires, ce qui a compliqué le redémarrage des pompes; au moins une des soupapes de sécurité à commande électrique a présenté une fuite mineure après un fonctionnement approprié et une refermeture pendant le

transitoire. De plus, une des motopompes à eau d'alimentation auxiliaires a été endommagée après avoir fonctionné dans des conditions de débit insuffisant à cause d'un mauvais réglage des soupapes. Les pompes redondantes ont fourni le débit d'eau requis.

La NRC a émis un avis d'application discrétionnaire des règlements pour permettre à la centrale Ginna de procéder à des changements de mode et de faire redémarrer le réacteur pendant qu'une des pompes à eau d'alimentation auxiliaires (EAA) était inutilisable. La Ginna a deux pompes EAA : une turbopompe et deux pompes de relève, les deux alimentées par les omnibus de sécurité. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 20 h 38 HAE.

Indian Point 2. La centrale Indian Point 2 est située à 24 milles (39 kilomètres) au nord de la ville de New York, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 990 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire, mise hors tension parce que les fluctuations de fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence destiné a protéger le cœur du réacteur contre le débit de caloporteur insuffisant. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de la génératrice.

L'omnibus auxiliaire a subi la baisse de fréquence en raison des fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de l'alimentation centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 25 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 20 h 02 HAE. Les problèmes de matériel suivants ont été observés : la canalisation d'eau de refroidissement d'un des groupes électrogènes diesel de secours a produit une fuite, une soupape de mise à l'air libre du générateur de vapeur n'a pas commandé la pression du générateur de vapeur en mode automatique et a dû être mise en mode manuel; un purgeur automatique associé à la turbopompe à eau d'alimentation auxiliaire tombé en panne en position ouverte a eu pour résultat que les opérateurs ont immobilisé la turbine au bout de 2,5 heures; la perte de l'air d'instrumentation a obligé les opérateurs à assumer la commande manuelle du chargement, et il s'est produit un isolement de décharge; les opérateurs sur le terrain n'étaient pas en mesure d'utiliser des postes radio; le groupe électrogène diesel du centre de soutien technique du réacteur 2 n'a pas fonctionné. De plus, plusieurs alimentations sans coupure des installations d'opérations d'urgence ont fait défaut, réduisant la capacité de communication et de cueillette des données. De l'équipement de secours a été utilisé pour assurer les communications vitales.[1] La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 0 h 58 HAE.

Indian Point 3. La centrale Indian Point 3 est située à 24 milles (39 kilomètres) au nord de la ville de New York, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 1 010 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire, mise hors tension parce que les fluctuations de fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence destiné à protéger le cœur du réacteur contre le débit de caloporteur insuffisant. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de la génératrice.

L'omnibus auxiliaire a subi la baisse de fréquence en raison des fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de l'alimentation centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 23 HAE et à cause la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 20 h 12 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : une soupape de sécurité du générateur de vapeur s'est ouverte en deçà de sa valeur de consigne et a collé; la perte de l'air d'instrumentation, y compris le non-démarrage du compresseur de secours à moteur diesel et la défaillance du circuit d'azote de secours, a donné lieu à la commande manuelle des soupapes de mise à l'air libre, et les pompes EAA ont dû être immobilisées pour empêcher la suralimentation des générateurs de vapeur; un fusible sauté d'un chargeur de batterie a occasionné une décharge de batterie prolongée; une épissure de câble du mécanisme d'entraînement des barres de contrôle a cédé, et il y avait des indications de résistance élevée sur le disjoncteur 1 de 345 kV. Ces problèmes ont dû être réglés avant le redémarrage, qui a donc été retardé. Le groupe électrogène diesel du centre de soutien technique du réacteur 3 n'a pas fonctionné. De plus, plusieurs

[1] Le lecteur trouvera plus de détails dans le rapport d'inspection spécial de la NRC du 22 décembre 2003, n° d'accès ML033570386 dans le système ADAMS.

alimentations sans coupure des installations d'opérations d'urgence ont fait défaut, réduisant la capacité de communication et de cueillette des données. De l'équipement de secours a été utilisé pour assurer les communications vitales.[2] La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 22 août, vers 5 h 03 HAE.

Nine Mile 1. La centrale Nine Mile 1 est située à six milles (10 kilomètres) au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 600 MWe. Le réacteur s'est arrêté à la suite de l'arrêt de la turbine. La turbine s'est arrêtée à cause d'un signal de protection contre une charge légère (qui protège la turbine contre la perte de la charge électrique), à la suite des fluctuations sur le réseau. L'arrêt de la turbine a causé la fermeture rapide des vannes de commande de turbine, ce qui a produit un signal d'arrêt du réacteur, via les relais d'accélération des vannes de commande. Après un délai de 10 secondes, la génératrice s'est arrêtée à cause du retour de courant.

Les omnibus auxiliaires ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 35 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 23 h 39 HAE. Les autres problèmes d'équipement suivants ont été observés : une électrovanne de sectionnement d'eau d'alimentation est tombée en panne « telle quelle » sur perte de la tension, ce qui a produit un niveau élevé dans le caisson du réacteur; des fusibles des circuits d'alarme incendie ont sauté, ce qui a produit l'isolement de la ventilation de la salle de commande et déclenché des alarmes au tableau d'alarme incendie; les opérateurs ont accusé un retard de plusieurs heures à mettre en service le refroidissement de mise à l'arrêt à cause de l'absence de lignes directrices pour réagir aux conditions particulières de la centrale rencontrées pendant la mise à l'arrêt. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 18 août, vers 2 h 08 HAE.

Nine Mile 2. La centrale Nine Mile 2 est située à six milles (10 kilomètres) au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 1 193 MWe. Le réacteur s'est arrêté d'urgence à cause du fonctionnement des manostats qui ont détecté une basse pression dans le circuit hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt automatique du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du système était basse parce que le système de commande agissait rapidement sur les vannes de commande de turbine pour régler la vitesse de la turbine, qui subissait les fluctuations de la fréquence réseau.

Après l'arrêt du réacteur, plusieurs vannes de commande de niveau du réacteur ne se sont pas remises en position et, comme le circuit d'eau d'alimentation continuait de fonctionner, un niveau d'eau élevé dans le réacteur a causé l'arrêt de la turbine, qui a causé un arrêt de génératrice. L'alimentation externe était dégradée mais disponible aux omnibus auxiliaires de la centrale. La tension de l'alimentation externe est tombée au-dessous de la normale, ce qui a eu pour résultat que les omnibus de sécurité ont été mis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 17 h HAE à cause de la perte de l'alimentation externe des omnibus de sécurité pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 15 août, vers 1 h 33 HAE. Le problème de matériel suivant a été observé : un changeur de prise d'un des transformateurs d'alimentation externe est tombé en panne, ce qui a compliqué le rétablissement d'une des dérivations de l'alimentation externe. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 19 h 34 HAE.

Oyster Creek. La centrale Oyster Creek est située à neuf milles (14 kilomètres) au sud de Toms River dans le New Jersey, au bord de l'océan Atlantique; avant l'événement, elle produisait environ 629 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de la turbine résultait d'un arrêt de protection de la génératrice dû à une surtension/surfréquence. L'arrêt de surtension/surfréquence est une fonction de protection de la génératrice/du transformateur. À la suite de l'arrêt automatique de la centrale, l'alimentation des omnibus de sécurité et des omnibus auxiliaires de la centrale a été transférée de la génératrice principale à l'alimentation externe. Mis à part le transitoire de la centrale, aucun

[2] Le lecteur trouvera plus de détails dans le rapport d'inspection spécial de la NRC du 22 décembre 2003, n° d'accès ML033570386 dans le système ADAMS.

problème de matériel ou de fonctionnement n'a pu être attribué directement aux problèmes du réseau.

Après l'arrêt, les opérateurs n'ont pu mettre le sélecteur de mode en mode d'arrêt avant que la pression du collecteur de vapeur principal n'ait atteint sa valeur de consigne d'isolement. La fermeture subséquente de la vanne de sectionnement du collecteur de vapeur principal a compliqué l'intervention des opérateurs, car le trajet normal de la vapeur vers le condenseur principal était perdu. Les opérateurs ont utilisé les condenseurs d'isolement pour la dissipation de la chaleur de décroissance. L'alimentation externe a continué d'alimenter les omnibus de sécurité et les omnibus auxiliaires de la centrale pendant la durée de l'événement, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 17 h 02 HAE.

Perry. La centrale Perry est située à sept milles (11 kilomètres) au nord-est de Painesville, dans le nord de l'Ohio, au bord du lac Érié; avant l'événement, elle produisait environ 1 275 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine. Le signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine était causé par un signal d'arrêt de sous-fréquence de la génératrice qui a arrêté la génératrice et la turbine et a été déclenché par des fluctuations de la fréquence réseau. Les opérateurs de la centrale ont observé des fluctuations et des pointes de tension au niveau du transformateur principal, et le relais de supervision « génératrice non synchronisée » a été excité à peu près une demi-heure avant l'arrêt. Ce relais de supervision détecte les défauts à la terre sur le réseau, afin d'empêcher qu'un défaut éloigné sur le réseau n'excite un relais « génératrice non synchronisée », ce qui entraînerait un arrêt de la génératrice. Environ 30 secondes avant l'arrêt, des opérateurs ont observé un certain nombre de pointes sur le voltmètre de l'inducteur de la génératrice, suivies d'une indication dépassant le maximum de l'échelle. Les indicateurs de puissance réactive (MVAr) et de puissance active (MW) présentaient également une indication dépassant le maximum de l'échelle.

Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : une soupape de dérivation de vapeur s'est ouverte; une pompe du circuit de nettoyage de l'eau irradiée s'est arrêtée; le système de dégagement gazeux s'est isolé, et on a constaté qu'une pompe d'appoint d'eau s'était désamorcée, ce qui a nécessité la mise à l'air libre et le réamorçage de la boucle A du système de dissipation de chaleur résiduelle et du système d'injection de caloporteur basse pression avant que ces systèmes puissent être remis en service.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 20 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 18 h 13 HAE. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 21 août, vers 23 h 15 HAE. Après le redémarrage de la centrale, un essai de surveillance a indiqué un problème dans un des groupes électrogènes diesel de secours.[3]

Centrales nucléaires ayant subi un transitoire considérable

La perturbation électrique du 14 août a eu une incidence considérable sur sept centrales qui continuaient à être connectées au réseau. Aux fins de la présente étude, « incidence considérable » signifie que ces centrales ont effectué des ajustements considérables en fonction de la charge qui ont entraîné la dérivation de vapeur de la turbogénératrice à l'ouverture de soupapes de sécurité, ou nécessité le démarrage automatique des groupes électrogènes diesel de secours locaux à cause d'une tension trop basse.

Centrales nucléaires ayant subi un transitoire peu important

Soixante-quatre centrales nucléaires ont connu des transitoires peu importants causés par des perturbations mineures du réseau. Ces centrales ont pu réagir aux perturbations au moyen des systèmes de commande normaux. Des exemples de ces transitoires comprennent des variations de la charge de quelques mégawatts ou des variations de fréquence de quelques dixièmes de hertz.

Centrales nucléaires n'ayant subi aucun transitoire

Vingt-quatre centrales nucléaires n'ont subi aucun transitoire et n'ont à toute fin pratique détecté aucune perturbation sur le réseau ou étaient à l'arrêt au moment du transitoire.

[3] Le lecteur trouvera plus de détails dans le rapport d'inspection spécial de la NRC du 10 octobre 2003, n° d'accès ML032880107 dans le système ADAMS.

Observations générales fondées sur les constatations de la Phase I

Le SGN n'a trouvé aucun élément permettant d'affirmer que l'arrêt de centrales nucléaires américaines a déclenché la panne ou a contribué indûment (c.-à-d. outre l'arrêt prévu des centrales dans des conditions définies) à la propagation de cette panne. Dans la présente étude, il n'a découvert aucun problème de fonctionnement ou de matériel qui semble avoir causé le transitoire du 14 août 2003. Les neuf centrales qui ont subi un arrêt de réacteur réagissaient toutes aux conditions du réseau. C'est la puissance du transitoire qui a entraîné les génératrices, les turbines ou les systèmes de réacteur au seuil de protection et déclenché l'arrêt des centrales.

Les neuf centrales se sont arrêtées sous l'effet de ces conditions d'une manière conforme aux spécifications de conception et en toute sécurité. Les fonctions de sécurité ont été exécutées efficacement, sans trop de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans une condition d'arrêt sûre jusqu'au redémarrage. Les centrales Fermi 2, Nine Mile 1, Oyster Creek et Perry ont été arrêtées par des fonctions de protection des turbines et des génératrices. Les centrales FitzPatrick, Ginna, Indian Point 2 et 3, et Nine Mile 2 ont été arrêtées par des fonctions de protection du réacteur.

Pendant la panne d'électricité, neuf centrales ont fait appel aux groupes électrogènes diesel de secours pour alimenter leurs omnibus de sécurité. L'alimentation externe des omnibus de sécurité a été rétablie après que le réseau eut été remis sous tension et que les opérateurs de centrale, de concert avec les opérateurs de réseau de transport, eurent décidé que le réseau était stable. Bien que la centrale Oyster Creek se soit arrêtée, l'alimentation externe de ses omnibus de sécurité n'a jamais été perdue, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré et ce, à juste titre. Une autre centrale, Davis-Besse, était déjà à l'arrêt, mais a perdu l'alimentation des omnibus associés à la sécurité. Ses groupes électrogènes diesel de secours ont démarré et ont alimenté les omnibus de sécurité tel que prévu.

Quant aux huit autres centrales arrêtées et à la centrale Davis-Besse (qui était déjà arrêtée avant les événements du 14 août), l'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie après un délai allant d'environ 2 à environ 14 heures, la moyenne étant d'environ 7 heures. Bien que la centrale Ginna n'ait pas perdu l'alimentation externe, les opérateurs ont estimé que l'alimentation externe était instable et ont transféré l'alimentation des omnibus de sécurité aux groupes électrogènes diesel de secours.

La reprise de la production d'électricité par les titulaires de permis suit un processus délibéré, commandé par les procédures de la centrale et les règlements de la NRC. Les centrales Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont repris la production d'électricité le 17 août, les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1, le 18 août, la centrale Fermi 2, le 20 août, la centrale Perry, le 21 août et la centrale Indian Point 3, le 22 août. La centrale Indian Point 3 avait des problèmes de matériel (épissures défectueuses dans le circuit d'alimentation du mécanisme d'entraînement des barres de contrôle) qui ont nécessité des réparations avant le redémarrage. La direction de Ginna a présenté à la NRC une demande spéciale d'application discrétionnaire des règlements pour pouvoir changer de mode et redémarrer la centrale même si une pompe à eau auxiliaire était hors service. La NRC a acquiescé à la demande.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain

Comme nous l'avons mentionné plus haut, l'enquête sur la panne n'a permis de découvrir aucune défaillance importante dans les réactions des centrales nucléaires américaines aux événements. En conséquence, le présent rapport n'énonce aucun recommandation concernant les centrales nucléaires américaines. Il a été question de certains points à considérer à l'échelle du réseau global, qui ont été transmis pour étude au Sous-groupe sur l'électricité.

Le 14 août 2003, neuf centrales nucléaires américaines se sont arrêtées en raison de la perte de courant provenant de l'extérieur. Les centrales nucléaires sont conçues pour remédier à la perte d'alimentation externe (PAE) au moyen de sources d'alimentation de secours (principalement des groupes électrogènes diesel sur place). La fonction de sécurité la plus préoccupante en situation de PAE est la dissipation de la chaleur du cœur du réacteur. Bien que des barres de contrôle soient insérées pour interrompre le processus de fission, la désintégration des isotopes radioactifs dans le cœur du réacteur produit une quantité de chaleur importante pendant de nombreuses semaines. Si cette chaleur dite de décroissance n'est pas dissipée, elle entraîne la dégradation du combustible et le dégagement par le cœur du réacteur d'isotopes hautement radioactifs. Une panne d'alimentation de secours en courant alternatif conjuguée à la situation de PAE provoque ce qu'on appelle une panne totale de centrale. Les défaillances d'alimentations électriques de secours compromettraient gravement la capacité des exploitants de centrale d'appliquer les fonctions de sécurité nécessaires. Les centrales nucléaires peuvent être soumises à une panne totale pendant un certain temps sans subir de dégradation de combustible.

Toutefois, le rétablissement du réseau ou la récupération de l'alimentation électrique de secours est nécessaire pour la dissipation de chaleur de décroissance à plus long terme. C'est pourquoi la NRC considère que les événements de PAE sont des précurseurs possibles de situations aggravées. Le risque d'endommagement du cœur du réacteur croît avec l'augmentation de la fréquence ou de la durée des PAE.

L'alimentation extérieure est réputée être la source de courant préférée pour répondre aux anomalies ou aux incidents pouvant survenir. Toutefois, si le réseau global est exploité dans une configuration de fortes contraintes, la perte de production d'énergie de la centrale nucléaire peut entraîner une chute de tension dans le réseau au-dessous de la valeur nécessaire aux charges de sécurité de la centrale. Le cas échéant, les centrales sont conçues de manière à ce que les relais de tension déconnectent automatiquement du réseau les omnibus électriques de sécurité de la centrale et les remettent sous tension à partir des groupes électrogènes diesel de secours (GDS). Bien que les réponses résultantes des systèmes de sécurité aient été analysées et se soient avérées acceptables, la perte d'alimentation extérieure a pour effet de réduire la marge de sécurité de la centrale. Elle accroît aussi les risques liés à la défaillance des GDS. C'est pourquoi la NRC évalue périodiquement l'incidence de la fiabilité du réseau global sur la sécurité générale des centrales nucléaires.

La NRC surveille la fiabilité du réseau dans le cadre de ses programmes de surveillance habituels, tels que le programme de contrôle de l'expérience d'exploitation, et a antérieurement publié des rapports relatifs à la fiabilité du réseau global. La NRC continue la surveillance avec un examen interne portant sur la fiabilité du réseau

Tableau 8.2 Résumé des événements survenus dans les centrales américaines

		État de fonctionnement au moment de la panne		Réponse à l'événement	
Centrale	Réacteur	Pleine puissance	Hors service	Mise hors circuit réacteur et turbine	Utilisation de groupe diesel de secours
Davis-Besse près de Toledo, OH	1		x		x
Fermi près de Toledo, OH	2	x		x	x
James A. FitzPatrick près d'Oswego, NY	1	x		x	x
Ginna près de Rochester, NY	1	x		x	x
Indian Point près de New York, NY	2	x		x	x
	3	x		x	x
Nine Mile Point près d'Oswego, NY	1	x		x	x
	2	x		x	x
Oyster Creek près de Toms River, NJ	1	x		x	
Perry près de Painesville, OH	1	x		x	x

électrique et son incidence sur le profil de risque pour les centrales nucléaires. Elle tiendra compte des implications de la panne du 14 août 2003 dans le Nord-Est dans ses règlements. La NRC effectue une étude interne de ses règles sur les pannes totales de centrale, dans laquelle elle prendra en compte les résultats des événements du 14 août. Si elle arrive à d'autres conclusions, elle en tiendra compte dans ses processus habituels.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien

Sommaire

L'après-midi du 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché le sud de l'Ontario et le nord-est des États-Unis. Onze centrales nucléaires en Ontario qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont automatiquement cessé de fonctionner à cause de la perturbation du réseau, ou ont automatiquement réduit leur puissance en attendant le rétablissement du réseau. Par ailleurs, la centrale nucléaire Point Lepreau au Nouveau-Brunswick a dû réduire sa production d'électricité pendant une brève période.

Le Sous-groupe sur le nucléaire canadien a reçu le mandat suivant : examiner la chronologie des événements pour chaque centrale nucléaire canadienne; déterminer si un ou plusieurs événements ont causé la panne de courant ou y ont contribué; évaluer tout problème potentiel de sécurité découlant de la panne; évaluer l'effet, sur la sécurité et la fiabilité du réseau, des paramètres de conception des centrales nucléaires, de leurs procédures d'exploitation et des exigences réglementaires connexes; évaluer l'impact de l'intervention des organismes de réglementation et de leurs décisions.

En Ontario, onze réacteurs étaient en service et alimentaient le réseau au moment de la panne, soit quatre à la centrale Bruce B, quatre à la centrale Darlington et trois à la centrale Pickering B. De ces onze réacteurs, sept ont cessé de fonctionner à la suite de l'événement (soit un à Bruce B, trois à Darlington et trois à Pickering B). Quatre réacteurs (trois à Bruce B et un à Darlington) se sont déconnectés de manière sûre du réseau, mais leur arrêt a été évité et ils ont pu alimenter le réseau ontarien dès que la connexion a été rétablie par le réseau IMO de l'Ontario.

La centrale Point Lepreau, d'Énergie Nouveau-Brunswick, a répondu à la perte du réseau en réduisant sa production à 460 MW, puis en revenant à des conditions entièrement stables à 16 h 35 HAE, soit 25 minutes à peine après la panne. Le réseau d'Hydro-Québec (HQ) n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale nucléaire Gentilly-2, exploitée par Hydro-Québec, a continué de fonctionner normalement.

Après avoir examiné les données d'exploitation de chaque centrale, la réponse des centrales à la panne et l'intervention du personnel d'exploitation pendant la panne, le SGN canadien conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant-coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
  - Les données de tendance indiquaient des conditions stables jusqu'à quelques minutes avant l'événement.
  - Aucun avertissement préalable n'a été reçu du réseau IMO de l'Ontario.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, ni contribué à sa généralisation. Elles ont plutôt répondu de la manière prévue afin de protéger leur équipement et leurs systèmes des perturbations du réseau. Les données recueillies par les centrales confirment ce qui suit :
  - Aux centrales Bruce B et Pickering B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension du réseau ont provoqué la déconnexion automatique de génératrices (alternateurs). Dans les cas où il a été possible de maintenir les génératrices opérationnelles, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.
  - À la centrale Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont ensuite été déconnectées automatiquement du réseau.
  - Trois réacteurs de Bruce B et un réacteur de Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau sur les instructions du réseau IMO.
  - Trois réacteurs de Darlington ont été mis à l'état de puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs de Pickering B et un de Bruce B ont été mis à l'état d'arrêt garanti.
- L'arrêt des réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public.
  - Les systèmes de sécurité automatiques des turbines, des génératrices et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue en réponse à la perte du réseau.
  - Le personnel d'exploitation et la direction des centrales ont suivi les politiques et principes d'exploitation approuvés (PPE), en réponse à la perte du réseau. Les opérateurs et les

superviseurs de quart ont, à chaque instant de l'événement, pris des décisions prudentes et appropriées afin de protéger la santé et la sécurité du personnel et de la population.

Le SGN canadien tient à féliciter le personnel d'Ontario Power Generation (OPA) et de Bruce Power pour leur réaction à la panne de courant. Pendant toute la durée de la panne, le personnel a agi selon les PPE établis et a adopté une approche prudente, appropriée aux circonstances, dans la prise des décisions.

Pendant son examen, le SGN canadien a également constaté les points secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations de calcul inhérentes à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sécurité multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de non-disponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'OPG.
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation en réponse à une réduction rapide de la puissance du réacteur. Même si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.
- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité attribuée par le réseau IMO au rétablissement de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et le rétablissement de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la CCSN ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le-champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte d'électricité dans les bureaux de l'administration centrale. En conséquence, il a établi les communications avec les titulaires de permis et la NRC des États-Unis à partir d'autres emplacements.

Introduction

Au cours de la Phase I, la tâche principale du SGN a consisté à évaluer la réponse des centrales nucléaires à la panne du 14 août 2003. Des données ont été recueillies dans chaque centrale et analysées afin de déterminer les éléments suivants : la cause de la panne; les activités dans les centrales qui auraient pu être à l'origine de la panne ou y contribuer; les problèmes de sécurité importants, le cas échéant. Pour obtenir de chaque centrale nucléaire de l'information et des données fiables et comparables, on a élaboré un questionnaire afin d'aider chaque centrale à décrire comment elle a répondu aux transitoires du réseau du 14 août 2003. Au besoin, le SGN a obtenu de l'information supplémentaire des sous-groupes sur l'électricité et sur la sécurité.

Les données d'exploitation de chaque centrale ont été comparées aux spécifications de conception des centrales afin de déterminer si les centrales avaient réagi de la manière prévue. D'après les réponses initiales des centrales au questionnaire, des questions supplémentaires ont été élaborées, au besoin, afin de clarifier davantage certains points. L'OPG et Bruce Power ont fourni de l'information supplémentaire sur les caractéristiques de conception des centrales nucléaires ontariennes. Le SGN a également consulté des spécialistes du domaine, dont le personnel de la CCSN, afin de valider les réponses au questionnaire et d'en assurer une interprétation uniforme.

Caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires CANDU

Il y a vingt-deux réacteurs nucléaires CANDU au Canada. Vingt sont situés en Ontario dans cinq centrales multiréacteurs, soit les centrales Pickering A et Pickering B dans la municipalité de Pickering, la centrale Darlington située dans la municipalité de Clarington, ainsi que les centrales Bruce A et Bruce B situées près de Kincardine. Les deux autres sont des centrales CANDU monoréacteur : Gentilly-2 à Bécancour (Québec) et Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

À la différence des réacteurs à eau sous pression (REP) utilisés aux États-Unis, qui emploient de l'uranium enrichi et de l'eau ordinaire comme caloporteur-modérateur, le tout étant logé dans un seul appareil sous pression de grandes dimensions, un réacteur CANDU consomme du combustible fabriqué à partir d'uranium naturel, et de l'eau lourde comme caloporteur et modérateur. Le combustible et l'eau lourde pressurisée servant de caloporteur sont contenus dans des tubes de force, dont le nombre est compris entre 380 et 480, logés dans une calandre contenant l'eau lourde sous basse pression, qui sert de modérateur. La chaleur dégagée par le combustible est extraite par le caloporteur (eau lourde)

qui circule dans les tubes de force, puis jusqu'aux chaudières pour produire de la vapeur à partir d'eau déminéralisée.

Bien que l'utilisation de combustible d'uranium naturel offre d'importants avantages aux points de vue sécurité et coûts d'exploitation, elle restreint la capacité des réacteurs CANDU d'être remis en service après une importante réduction de puissance. En particulier, la réactivité plus faible du combustible à base d'uranium naturel signifie que les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner avec un faible nombre de barres de contrôle (appelées « barres de compensation ») qui ne peuvent absorber une réduction de puissance que jusqu'à 60 %. Une réduction de puissance plus importante entraîne l'« empoisonnement » du réacteur, qui ne peut redevenir « critique » pendant au moins les deux jours suivants. À l'opposé, l'utilisation d'un combustible enrichi permet à un réacteur REP type de fonctionner avec un nombre important de barres de contrôle que l'on peut retirer pour absorber une réduction de puissance pouvant être totale.

Toutefois, une caractéristique unique de certaines centrales CANDU, nommément les centrales Bruce B et Darlington, est la capacité de maintenir le réacteur à 60 % de sa pleine puissance si la génératrice vient à se déconnecter du réseau, et de demeurer dans cet « état de préparation », au besoin, pendant plusieurs jours. Une fois reconnecté au réseau, le réacteur peut être chargé à 60 % de sa pleine puissance en quelques minutes, et retrouver sa pleine puissance en vingt-quatre heures.

Comme tous les autres réacteurs nucléaires, les réacteurs CANDU fonctionnent normalement à pleine capacité en continu, sauf pour les périodes de maintenance et d'inspection. Même s'ils constituent une source stable de production électrique de base, ils ne peuvent toutefois pas fournir une quantité additionnelle appréciable de courant en réponse à une augmentation soudaine de la demande. Les centrales nucléaires CANDU ne sont pas conçues pour « redémarrer à froid ». En d'autres mots, elles ne sont pas conçues pour fonctionner en l'absence de courant provenant du réseau.

Systèmes de distribution électrique

Les systèmes de distribution électrique dans les centrales nucléaires sont conçus pour répondre aux exigences élevées de sécurité et de fiabilité des systèmes nucléaires. À cette fin, on a recours à diverses techniques : agencement souple des systèmes d'omnibus, installation d'une capacité élevée de production électrique d'appoint, redondance abondante de l'équipement.

Quand une alimentation continue est requise, le courant provient soit de batteries (pour l'alimentation CC en continu, Classe I) ou à partir de convertisseurs (pour l'alimentation CA en continu, Classe II). Le courant alternatif de l'équipement de sécurité, qui peut accepter de brèves interruptions (de l'ordre de cinq minutes), est fourni par une alimentation de Classe III. Celle-ci est essentiellement fournie par une alimentation de Classe IV. Quand l'alimentation de Classe IV n'est plus disponible, les génératrices d'appoint sont mises en marche automatiquement et les charges déclenchant les mécanismes de sécurité sont détectées dans les cinq minutes suivant la perte de l'alimentation de Classe IV.

L'alimentation de Classe IV alimente en CA l'équipement et les systèmes du réacteur qui peuvent accepter des interruptions plus longues d'alimentation. L'alimentation de Classe IV peut être fournie soit par la génératrice au moyen d'un transformateur, soit à partir du réseau par un autre transformateur. L'alimentation de Classe IV n'est pas requise pour l'arrêt sûr des réacteurs.

Outre les quatre classes d'alimentation décrites ci-dessus, il existe une source additionnelle d'alimentation, soit l'alimentation électrique de secours. C'est un système d'alimentation séparé comportant sa propre unité de production d'électricité sur place et comprenant des systèmes de distribution CA et CC dont l'alimentation est normalement de Classe III. Le système de secours alimente des charges de sécurité spécifiques à la suite d'incidents communs, comme les événements sismiques.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires CANDU

Les réacteurs CANDU sont habituellement pourvus de deux systèmes séparés, indépendants et différents, pour l'arrêt du réacteur, dans l'éventualité d'un accident ou de transitoires sur le réseau. Le Système d'arrêt d'urgence 1 (SAU 1) consiste à utiliser un grand nombre de barres de cadmium que l'on insère dans le cœur afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Le Système d'arrêt d'urgence 2 (SAU 2) consiste à injecter sous haute pression du nitrate de gadolinium dans le modérateur basse pression afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Bien que la centrale Pickering A ne dispose pas d'un SAU 2 entièrement indépendant, elle est néanmoins pourvue d'un deuxième mécanisme d'arrêt, nommément la purge rapide du modérateur hors de la calandre. Cette purge réduit grandement la cadence de fission nucléaire, ce qui diminue la puissance du réacteur. En outre, des circuits déclencheurs additionnels et des barres d'arrêt ont récemment été ajoutés au réacteur 4 de Pickering A (système d'arrêt d'urgence amélioré, ou SAU-E). Les deux systèmes SAU 1 et SAU 2 sont capables de réduire

la puissance du réacteur de 100 % à environ 2 % en quelques secondes suivant le déclenchement.

Caractéristiques d'évacuation de la chaleur produite par le combustible dans les centrales CANDU

Après la perte d'alimentation de Classe IV et l'arrêt du réacteur par l'activation des mécanismes SAU 1 et/ou SAU 2, une quantité importante de chaleur continue d'être générée dans le combustible du réacteur, à cause de la désintégration des produits de fission. La philosophie de conception des réacteurs CANDU consiste à assurer une défense en profondeur dans les systèmes d'évacuation de la chaleur.

Juste après le déclenchement des SAU et avant le rétablissement de l'alimentation de Classe III, la chaleur continue d'être évacuée du cœur du réacteur par circulation naturelle du fluide caloporteur dans le circuit principal du système caloporteur, après la purge des pompes principales du caloporteur (tout d'abord par thermosiphon, puis par écoulement induit par flottabilité intermittente). La chaleur est rejetée du circuit secondaire des générateurs de vapeur, via les soupapes d'évacuation de la vapeur dans l'atmosphère. Ce mode de fonctionnement peut être maintenu pendant plusieurs jours avec un appoint d'eau d'alimentation fourni aux générateurs de vapeur par les pompes d'alimentation des générateurs de vapeur auxiliaires à alimentation de Classe III.

Si le circuit auxiliaire d'eau d'alimentation n'est plus disponible, deux autres systèmes, dont le courant provient du système de secours, alimentent en eau les générateurs de vapeur, nommément le système de refroidissement d'urgence des générateurs de vapeur et le système d'eau de service d'urgence. Le combustible est refroidi par un mécanisme distinct et indépendant de circulation forcée utilisant le système de refroidissement d'arrêt avec alimentation de Classe III. L'évacuation de la chaleur vers les échangeurs de chaleur du circuit de refroidissement d'arrêt se fait par les composants du système d'eau de service à alimentation de Classe III.

Réponse à la perte du réseau

En cas de déconnexion du réseau, l'alimentation requise pour l'arrêt sûr d'un réacteur et le maintien des systèmes essentiels est fournie par des batteries et des génératrices d'appoint. La réponse spécifique d'un réacteur à la suite de sa déconnexion du réseau dépend des caractéristiques propres du réacteur et de son état au moment de la panne.

Réacteur à la puissance 60 % : Tous les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner à 60 % de leur pleine puissance après la perte du courant de provenance extérieure. Ils peuvent fonctionner à ce niveau pourvu que les chaudières puissent fournir de l'eau déminéralisée. Aux centrales Darlington et Bruce B, la vapeur peut être acheminée vers les condenseurs et recirculée vers les chaudières. À Pickering A et à Pickering B, la vapeur excédentaire est rejetée dans l'atmosphère, et donc la durée de fonctionnement dépend du stock disponible d'eau déminéralisée.

Réacteur à la puissance 0 % à chaud : Pour passer sans problème de 100 % à 60 % de puissance, plusieurs systèmes doivent réagir correctement et le fonctionnement en continu n'est pas garanti. Le réacteur peut être arrêté automatiquement par les systèmes de contrôle des processus ou par l'un ou l'autre des systèmes d'arrêt.

Si un réacteur s'arrête à la suite d'un rejet de charge, les sources de courant de Classe IV (provenant de la génératrice et du réseau) alimentant ce réacteur ne sont plus disponibles. Les pompes principales du caloporteur se déclenchent, ce qui se traduit par une perte de circulation forcée du caloporteur dans le cœur. La chaleur de décroissance continue d'être éliminée par circulation naturelle (thermosiphon) vers les chaudières, et la vapeur produite dans celles-ci est évacuée dans l'atmosphère par les soupapes d'évacuation de la vapeur. Le système caloporteur est maintenu à une température de 250 à 265 °C pendant la phase de thermosiphon. Les génératrices d'appoint démarrent automatiquement et rétablissent l'alimentation de Classe III pour les principaux systèmes de sécurité. La circulation forcée dans le système caloporteur est rétablie une fois l'alimentation de Classe III ou de Classe IV disponible.

Pendant l'arrêt du réacteur, la désintégration naturelle des produits de fission provoque l'accumulation temporaire d'éléments absorbeurs de neutrons dans le combustible. Si le réacteur n'est pas remis en marche rapidement pour inverser ce processus naturel, il devient « empoisonné ». Une fois empoisonné, le réacteur ne peut pas être remis en service tant que les produits de fission ne se sont pas davantage désintégrés, processus qui prend d'habitude jusqu'à deux jours.

État d'arrêt garanti avec surempoisonnement du réacteur : Si on décèle certains problèmes quand on examine l'état du réacteur après un transitoire important, le personnel d'exploitation refroidit et dépressurise le réacteur pour le placer dans l'état d'arrêt garanti avec empoisonnement du réacteur, en dissolvant du nitrate de

gadolinium dans le modérateur. Le personnel de maintenance s'occupe ensuite de corriger le problème.

Remise en service après une perte du réseau

Nous décrivons dans les paragraphes suivants la remise en service d'un réacteur après l'une des réponses ci-dessus à une perte du réseau. Il faut bien noter que cette description porte sur l'exploitation d'un seul réacteur. Compte tenu de la disponibilité de la main-d'oeuvre et de la nécessité de suivre les évolutions de la criticité (p. ex., amener le réacteur d'un état sous-critique à un état critique), il n'est pas toujours possible de remettre plusieurs réacteurs en service en même temps dans les centrales multiréacteurs.

Réacteur à la puissance 60 % : Dans cet état, le réacteur peut être resynchronisé en fonction de la demande du système et la puissance, être augmentée progressivement jusqu'à sa pleine valeur, sur une période d'environ vingt-quatre heures.

Réacteur à la puissance 0 % à chaud : Dans cet état, la turbine peut de nouveau fonctionner et le réacteur peut être synchronisé après environ deux jours d'empoisonnement. Le réacteur peut être arrêté automatiquement par les systèmes de contrôle des processus ou par l'un ou l'autre des systèmes d'arrêt. La puissance peut alors être augmentée jusqu'à valeur élevée dans les vingt-quatre heures suivantes. Ce délai de remise en marche ne comprend pas le temps requis pour les travaux de réparation et de maintenance qui peuvent s'avérer nécessaires pendant la panne.

État d'arrêt garanti avec surempoisonnement du réacteur : Il faut environ deux jours pour placer le réacteur dans l'état d'arrêt garanti après son arrêt. Une fois corrigée la condition qui a nécessité la mise à l'état d'arrêt garanti, la remise en service du réacteur consiste à retirer la garantie, à enlever le nitrate de gadolinium par un mécanisme d'échange ionique, à réchauffer le système caloporteur et enfin à synchroniser le réacteur avec le réseau. Ces activités de redémarrage prennent environ quatre jours. En tout, il faut six jours entre l'arrêt et la remise en service du réacteur à partir de l'état d'arrêt garanti, ce délai excluant toute réparation qui peut être requise pendant que le réacteur est dans l'état d'arrêt garanti.

Résumé de la sécurité et de la réponse des centrales nucléaires canadiennes à la panne de courant du 14 août

Quinze réacteurs nucléaires fonctionnaient au Canada dans l'après-midi du 14 août 2003 : treize en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick. Des treize réacteurs ontariens qui étaient dans l'état critique au moment de la panne, onze fonctionnaient à pleine puissance ou tout près, et deux à faible puissance (le réacteur 7 de Pickering B et le réacteur 4 de Pickering A). Les treize réacteurs ontariens ont été déconnectés du réseau sous l'effet des perturbations constatées. Sept des onze réacteurs qui fonctionnaient à puissance élevée ont cessé de fonctionner, tandis que les quatre autres fonctionnaient d'une manière planifiée qui leur ont permis de demeurer disponibles pour être reconnectés au réseau à la demande de l'IMO de l'Ontario. Des deux réacteurs ontariens qui fonctionnaient à faible puissance, le réacteur 4 de Pickering A a déclenché automatiquement ses systèmes de sécurité, et ceux du réacteur 7 de Pickering B ont été déclenchés manuellement, puis le réacteur a été arrêté. En outre, la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie Nouveau-Brunswick a subi un transitoire qui a entraîné une réduction de puissance. La centrale nucléaire Gentilly-2 d'Hydro-Québec a continué de fonctionner normalement, car le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne du réseau.

Centrales nucléaires canadiennes ayant connu des transitoires importants

Centrale nucléaire Pickering. Située sur le rivage du lac Ontario, à Pickering, en Ontario, à 30 kilomètres (19 milles) à l'est de Toronto, la centrale nucléaire Pickering compte huit réacteurs nucléaires, chacun pouvant fournir 515 MW au réseau. Trois des quatre réacteurs de la centrale Pickering A (réacteurs 1 à 3) sont à l'arrêt depuis la fin de 1997. Le réacteur 4 a été remis en marche plus tôt cette année, après une remise à neuf importante, et il était en cours de mise en service au moment de la panne. À la centrale Pickering B, trois réacteurs fonctionnaient à 100 % ou tout près juste avant l'événement, et le réacteur 7 était en cours de démarrage après une mise hors service planifiée pour travaux de maintenance.

Pickering A. Au moment de la panne, le réacteur 4 de Pickering A était en phase de mise en service et fonctionnait à 12 % de sa puissance, en vue d'être synchronisé au réseau. Le réacteur a automatiquement déclenché le SAU 1 en raison d'un débit de caloporteur bas provoqué par l'arrêt de pompes principales du circuit caloporteur, sous l'effet de la perte d'alimentation de Classe IV. La décision fut alors prise de mettre le réacteur 4 à l'état d'arrêt garanti. Ce réacteur a été synchronisé au réseau le 20 août 2003. Les réacteurs 1, 2 et 3 étaient en mode de fermeture temporaire.

Pickering B. Le système d'excitation de la génératrice du réacteur 5 est passé en mode de commande manuelle en

raison d'importantes oscillations de tension sur le réseau à 16 h 10 HAE et la génératrice a été mise hors circuit à cause de la perte d'excitation à peu près une seconde plus tard (avant l'effondrement de fréquence sur le réseau). En réponse à la mise hors tension de la génératrice, les omnibus de Classe IV ont passé au transformateur du système et le réacteur a effectué une baisse contrôlée de puissance. Sous l'effet de l'effondrement de fréquence sur le réseau, le transformateur de service du système s'est déconnecté du réseau, ce qui s'est traduit par une perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'un débit brut faible, suivi d'un déclenchement du SAU 2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

Le système d'excitation de la génératrice du réacteur 6 est également passé en contrôle manuel à 16 h 10 HAE, en raison des importantes oscillations de tension sur le réseau, et la génératrice est demeurée connectée au réseau en mode de commande manuelle de la tension. Environ 65 secondes après le début de la panne, la sous-fréquence sur le réseau a causé le transfert de tous les omnibus de Classe IV au transformateur de service de la génératrice. Dix secondes plus tard, la génératrice s'est détachée du réseau. Cinq secondes plus tard, la génératrice a été mise hors circuit sur une perte d'excitation, ce qui a provoqué la perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'un débit brut faible, suivi d'un déclenchement du SAU 2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

En phase de remise de service après un arrêt prévu pour travaux de maintenance, le réacteur 7 fonctionnait à 0,9 % de sa puissance au moment de la panne. Il n'a pas été mis hors circuit manuellement après la perte d'alimentation de Classe IV, conformément aux procédures, et il a été ramené à l'état d'arrêt garanti.

Le réacteur 8 a automatiquement effectué une baisse contrôlée de la puissance, dès le rejet de la charge. Cette baisse se serait normalement terminée à 20 % de la puissance, mais elle s'est poursuivie jusqu'à 2 %, en raison du faible niveau dans les chaudières. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'une pression faible dans les conduites d'alimentation de la chaudière, à cause d'un appariement erroné de puissance entre le réacteur et la turbine.

Les problèmes d'équipement suivants ont été constatés : À Pickering, les pompes du système d'injection de fluide de refroidissement d'urgence haute pression (HPECIS) sont conçues pour fonctionner avec du courant de Classe IV. En raison de l'arrêt de tous les réacteurs, les systèmes HPECIS de Pickering A et de Pickering B ont été inutilisables pendant environ 5,5 heures. (Le système HPECIS des centrales Pickering A et Pickering B doit être conçu de manière à présenter un temps de non-disponibilité démontrable inférieur à 10^{-3} année – environ huit heures par année. Il s'agissait de la première non-disponibilité du système HPECIS en 2003.) En outre, le rétablissement du système d'eau de service haute pression d'urgence pour tous les réacteurs de Pickering B a été retardé en raison de la pression d'aspiration basse sur les pompes de ce système. Les opérateurs ont dû intervenir manuellement pour remettre en service quelques-unes des pompes.

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : Réacteur 8 le 22 août, réacteur 5 le 23 août, réacteur 6 le 25 août, réacteur 7 le 29 août.

Centrale nucléaire Darlington. Située sur les rives du lac Ontario dans la municipalité de Clarington, à 70 kilomètres (43 milles) à l'est de Toronto, la centrale nucléaire Darlington compte quatre réacteurs. Le permis d'exploitation des quatre réacteurs prévoit le fonctionnement à puissance 100 %, chaque réacteur pouvant fournir environ 880 MW au réseau.

Le réacteur 1 a automatiquement effectué un recul rapide à la puissance 60 % dès le rejet de charge survenu à 16 h 12 HAE. L'approbation par le superviseur de quart de retirer automatiquement les barres de compensation n'a pu être accordée en raison du peu de temps dont il disposait pour effectuer la vérification des systèmes conformément à la procédure. La baisse de pression de la vapeur et de fréquence des turbines a ensuite requis le déclenchement manuel du SAU 1 du réacteur, selon la procédure en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Ce déclenchement s'est produit à 16 h 24 HAE, et a été suivi du déclenchement manuel des turbines en raison de préoccupations au sujet de la sous-fréquence.

Tout comme le réacteur 1, le réacteur 2 a automatiquement effectué un recul rapide de puissance dès le rejet de charge à 16 h 12 HAE. Ici encore, le superviseur de quart n'a pas eu suffisamment de temps pour terminer la vérification des systèmes. Compte tenu de la diminution de la pression de vapeur et de la fréquence des turbines, la décision fut prise d'arrêter le réacteur 2. À cause de la sous-fréquence du courant alimentant les pompes principales du circuit caloporteur primaire, on a déclenché manuellement les systèmes de protection de la turbine, ce qui a provoqué le déclenchement du SAU 1 à 16 h 28 HAE.

Le réacteur 3 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et pendant la phase de recul rapide de la puissance, le réacteur 3 a été en mesure de poursuivre son

fonctionnement, la vapeur étant dirigée vers les condenseurs. Une fois terminées les vérifications des systèmes, l'approbation de placer les barres de compensation en mode automatique a été obtenue à temps pour ramener le réacteur à 59 % de sa puissance.

Le réacteur a pu être resynchronisé avec le réseau. Le réacteur 4 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et il a fallu déclencher manuellement le SAU 1 de la turbine, en raison de la perte de l'alimentation sur l'omnibus de Classe II. Cet événement a été suivi du déclenchement manuel de la turbine.

Les problèmes d'équipement suivants ont été constatés : Le déclenchement du convertisseur de l'alimentation de Classe II du réacteur 4, sur l'omnibus A3, et la perte subséquente des charges critiques ont empêché la reprise du réacteur. L'alimentation de l'omnibus B135 du système d'alimentation d'urgence du réacteur a été perdue jusqu'à ce que l'alimentation de Classe III soit rétablie. (Le remplacement prévu de la batterie d'accumulateurs B135 était en cours au moment de la panne.)

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : réacteur 3 à 22 h 00 HAE le 14 août 2003, réacteur 2 le 17 août 2003, réacteur 1 le 18 août 2003 et réacteur 4 le 18 août 2003.

Bruce Power. Située sur la rive est du lac Huron entre Kincardine et Port Elgin, en Ontario, la centrale Bruce compte huit réacteurs. Les réacteurs 5 à 8 peuvent produire 840 MW chacun. Ils fonctionnent actuellement à 90 % de leur pleine puissance en raison des conditions imposées par la CCSN dans les permis. Les réacteurs 1 à 4 étaient à l'arrêt depuis le 31 décembre 1997. Les réacteurs 3 et 4 étaient en phase de remise en service.

Bruce A. Même si ces réacteurs étaient à l'état d'arrêt garanti, leurs systèmes de sécurité ont été déclenchés manuellement, conformément aux procédures d'exploitation. Le SAU 1 a été déclenché manuellement sur les réacteurs 3 et 4, conformément aux procédures en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Une fois l'alimentation de la centrale stabilisée, le SAU 1 a été réenclenché sur les deux réacteurs. Le système de transfert d'urgence a fonctionné de manière prévue, les génératrices d'appoint de Classe III assurant les charges électriques de la centrale. Les génératrices diesel qualifiées, récemment installées, ont reçu un signal de mise en marche et étaient disponibles pour fournir les charges d'urgence, le cas échéant.

Bruce B. Les réacteurs 5, 6, 7 et 8 ont connu un rejet de production initial et les quatre réacteurs sont subséquemment passés en mode de recul rapide de la puissance. Toutes les génératrices se sont détachées du réseau en raison d'une sous-fréquence, à 16 h 12 HAE. Les réacteurs 5, 7 et 8 ont fonctionné à 60 % de leur pleine puissance et étaient immédiatement disponibles pour être reconnectés au réseau.

Même si le réacteur 6 a initialement survécu à la perte du réseau, son SAU 1 a été déclenché à cause d'une marge insuffisante de neutrons par rapport à la puissance. Cet événement s'est produit pendant le retrait du bloc 3 des barres de compensation, afin de compenser le transitoire de xénon, ce qui s'est traduit par la perte d'alimentation de Classe IV.

Les problèmes d'équipement suivants ont été relevés : le 13 août 2003, on a signalé le mauvais fonctionnement d'une barre de compensation du réacteur 6; le réacteur 6 a enregistré une fuite sur la canalisation d'eau de recirculation haute pression, ainsi qu'une perte dans la boucle d'eau déminéralisée en circuit fermé, alimentant le système d'alimentation en eau d'urgence.

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : réacteur 8 à 19 h 14 HAE le 14 août 2003, réacteur 5 à 21 h 04 HAE le 14 août 2003 et réacteur 7 à 21 h 14 HAE le 14 août 2003. Le réacteur 6 a été resynchronisé à 2 h 03 HAE le 23 août 2003, après des travaux d'entretien.

Centrale nucléaire Point Lepreau. La centrale nucléaire Point Lepreau est située sur les rives de la Baie de Fundy, sur la péninsule Lepreau, à 40 kilomètres (25 milles) au sud-ouest de Saint John (Nouveau-Brunswick). Elle ne compte qu'un seul réacteur CANDU 6, dont la puissance brute nominale est de 680 MW. Elle appartient à Énergie Nouveau-Brunswick, qui en est l'exploitant.

La centrale Point Lepreau fonctionnait à 91,5 % de la pleine puissance (610 MW) au moment de la panne. Quand celle-ci est survenue, le réacteur a répondu aux variations de la fréquence réseau selon ce qui était prévu. L'impact net a été un fléchissement à court terme de 140 MW de la puissance produite, la puissance du réacteur demeurant constante et l'énergie thermique excédentaire étant rejetée par l'intermédiaire des soupapes d'évacuation de vapeur du réacteur. Pendant les 25 secondes qu'a duré l'événement, le stabilisateur du réacteur a fonctionné à maintes reprises pour amortir les oscillations de vitesse de la turbogénératrice qui étaient provoquées par les variations de fréquence réseau. Moins de 25 minutes après le début de l'événement, la turbogénératrice était rechargée à 610 MW. Compte tenu de la nature de la panne, il n'y a eu aucune observation imprévue sur le réseau d'Énergie Nouveau-Brunswick ou à la centrale Point Lepreau, pendant le transitoire qui a suivi.

Centrales nucléaires n'ayant subi aucun transitoire

Centrale nucléaire Gentilly-2. Hydro-Québec possède et exploite la centrale nucléaire Gentilly-2, située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, devant la ville de Trois-Rivières (Québec). La centrale Gentilly-2 peut fournir environ 675 MW au réseau d'Hydro-Québec. Le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale Gentilly-2 a continué de fonctionner normalement.

Observations générales fondées sur les constatations de la Phase I

Après examen des données fournies par les centrales nucléaires canadiennes, le Sous-groupe sur le nucléaire conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant-coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, ni contribué à sa généralisation.
- L'arrêt simultané de plusieurs réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public. Les systèmes automatiques de sécurité des turbogénératrices et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue. Voir au tableau 8.3 le résumé des mises hors services des centrales nucléaires canadiennes.

Le SGN a également constaté les problèmes secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations de calcul inhérentes à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sécurité multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de non-disponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'OPG.
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation, en réponse aux événements nécessitant une réduction rapide de la puissance du réacteur. Si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.
- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité attribuée par le réseau IMO au rétablissement de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et le rétablissement de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la CCSN ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le-champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte d'électricité aux bureaux de l'administration centrale. En conséquence, il a établi les communications avec les titulaires de permis et avec la NRC des États-Unis à partir d'autres emplacements.

Activités de la Phase II du Sous-groupe sur le nucléaire canadien

L'activation des systèmes d'arrêt d'urgence dans les centrales de Bruce, de Darlington et de Pickering, de même que la défaillance du système d'injection de fluide de refroidissement d'urgence haute pression (HPECIS) à Pickering sont des incidents pour lesquels les titulaires de permis doivent déposer des rapports auprès de la CCSN, conformément à la norme d'application de la réglementation S-99, « *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* ». Les sociétés Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power ont déposé des rapports qui font l'objet d'un suivi par le personnel de la CCSN dans le cadre du processus réglementaire habituel de l'organisme. Ce processus comprend l'examen et l'autorisation de la CCSN, s'il y a lieu, de toute mesure prise ou proposée pour corriger tous des problèmes relatifs à la conception, à l'équipement ou aux procédures d'exploitation indiqués par l'OPG et par Bruce Power.

À la suite des renseignements supplémentaires sur les événements compilés par le personnel de la CCSN au cours des inspections de suivi, la défaillance temporaire du système HPECIS, à Pickering, a été classée par la CCSN comme un incident de niveau 2 à l'échelle internationale des événements nucléaires, indiquant qu'il y a eu défaillance importante dans les dispositions de sûreté, mais qu'il y avait suffisance de systèmes auxiliaires ou de « défense en profondeur » en place pour remédier aux défauts de fonctionnement potentiels. Depuis août 2003, l'OPG met en œuvre des modifications de procédures et d'exploitation destinées à améliorer le rendement des systèmes de sûreté de Pickering.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien

Tel que susmentionné, les centrales nucléaires canadiennes n'ont par déclenché la panne et n'ont pas contribué à sa généralisation. Le SNG canadien n'a pas de recommandations vis-à-vis la conception ou l'exploitation des centrales nucléaires canadiennes pour améliorer la fiabilité du réseau d'électricité ontarien.

Le SNG a formulé deux recommandations, une concernant l'équipement de production d'électricité de secours au Centre des mesures d'urgences de la CCSN, et l'autre portant sur les procédures d'exploitation liées à l'utilisation des barres de compensation durant des événements futures subissant une perte de courant de provenance extérieure. Celles-ci sont présentées au chapitre 10, ainsi que les recommandations du Groupe de travail aux autres sujets.

Malgré certains commentaires indiquant le contraire, l'enquête du SGN a démontré que le temps de redémarrage des réacteurs a été raisonnable et conforme aux spécifications de conception des réacteurs. En conséquence, le Sous-groupe ne formule aucune recommandation à cet égard. Des commentaires ont aussi été reçus relativement à la suffisance de la capacité de production d'électricité de l'Ontario et à la combinaison appropriée des technologies employées aux fins de production d'électricité. Cette question n'étant pas de son ressort, le SGN n'émet aucune recommandation sur le sujet.

Tableau 8.3 Résumé des mises hors service des centrales nucléaires canadiennes

		État d'exploitation au moment de la panne			Réaction à la panne			
							mise hors service de réacteur	
centrale nucléaire	réacteur	pleine production	redémarrage	à l'arrêt	fonctionnement à 60 % de puissance disponible au réseau	mise hors service de turbine	SAU 1	SAU 2
Centrale nucléaire Pickering	1			√			(a)	
	2			√				
	3			√				
	4		√				√	(b)
	5	√					√	√
	6	√					√	√
	7		√				√	
	8	√					√	
Centrale nucléaire Darlington	1	√				√	√	
	2	√				√	√	
	3	√			√			
	4	√				√	√	
Bruce Nuclear Power Development	1			√				
	2			√				
	3			√			√	
	4			√			√	
	5	√			√			
	6	√					√	
	7	√			√			
	8	√			√			

(a) À Pickering A, le réacteur 1 s'est mis hors service suite à une configuration d'omnibus tout juste avant l'événement menant à une perte temporaire d'alimentation de Classe IV.
(b) À Pickering A, le SAU-E a aussi mis hors service le réacteur 4.
Notes : Le réacteur 7 à Pickering B fonctionnait à faible puissance après un arrêt de service prévu pour travaux d'entretien. Le réacteur 4 à Pickering A fonctionnait à faible puissance après une remise à neuf importante depuis son arrêt en 1997.

Point de vue des organismes de réglementation nucléaire sur les modifications au réseau

À titre d'organismes de réglementation, la NRC et la CCSN sont chargées d'offrir une garantie raisonnable de la protection adéquate de la santé et de la sécurité publiques. La conception et l'exploitation du réseau électrique étant prises en compte au moment de l'analyse de la sûreté des centrales nucléaires, toute modification apportée à ce réseau doit donc être évaluée sous l'angle des impacts qu'elle aura sur la sécurité de la centrale. Puisque la mise en œuvre des recommandations finales du Groupe de travail entraînera certaines modifications au réseau, la NRC et la CCSN participeront à l'évaluation des effets possibles de ces modifications sur la sécurité de l'exploitation des centrales nucléaires.

La NRC et la CCSN reconnaissent que les améliorations futures à la fiabilité du réseau nécessiteront une coordination des efforts de divers groupes. Elles entendent maintenir les bonnes relations de travail développées au cours de l'enquête du Sous-groupe, continuer à partager leurs expériences et leurs connaissances et offrir toute leur collaboration en vue de maintenir un réseau d'approvisionnement électrique efficace et fiable.

Renvois

[1] Pour de plus amples renseignements, consulter le Rapport spécial d'inspection de la NRC daté du 22 décembre 2003, ADAMS n° ML033570386.

[2] Pour de plus amples renseignements, consulter le Rapport spécial d'inspection de la NRC daté du 22 décembre 2003, n° ML033570386 et celui daté du 10 octobre 2003, n° ML032880107.

9. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne

Sommaire et premières constatations

À la suite de la publication du *Rapport provisoire* du Groupe de travail en novembre 2003, le Sous-groupe sur la sécurité a poursuivi ses efforts pour déterminer si un événement cybernétique d'origine malveillante pourrait avoir directement contribué à la panne d'électricité du 14 août 2003, ou y avoir contribué d'une façon ou d'une autre. Ces efforts comportaient des analyses et entrevues supplémentaires avant la publication du *Rapport provisoire* ainsi que entrevues avec des représentants de compagnies d'électricité. Les renseignements recueillis au cours de ces recherches correspondaient aux constatations préliminaires figurant dans le *Rapport provisoire* du Sous-groupe sur la sécurité et ce dernier n'avait donc aucune raison de le rectifier, de le modifier ou de contredire les informations présentées au Groupe de travail et destinées au *Rapport provisoire*.

Les analyses subséquentes effectuées par le Sous groupe sur la sécurité n'ont révélé aucune preuve de l'existence de facteurs malveillants qui auraient causé ou contribué au déclenchement de la panne. De plus, il n'y a pas de preuves non plus que des virus ou des vers informatiques circulant sur Internet au moment de la panne aient eu un impact quelconque sur les réseaux de production et de distribution des compagnies directement impliquées dans la panne. Le Sous-groupe prend acte des rapports mentionnant qu'al-Qaeda revendique la responsabilité de la panne d'électricité du 14 août 2004. Toutefois, ces affirmations ne concordent pas avec les constatations du Sous-groupe sur la sécurité. Les analyses du Sous-groupe ont également mis au jour certaines préoccupations concernant la défaillance possible de logiciels d'alarmes, des problèmes de liaisons entre le logiciel de commande et celui d'acquisition de données, ainsi que l'absence d'un système ou d'une procédure qui aurait permis à certains opérateurs de réseaux électriques de bien voir l'état des réseaux d'électricité en dehors de leur contrôle immédiat.

Après la parution du *Rapport provisoire* en novembre 2003, le Sous-groupe sur la sécurité a déterminé que les données existantes, ainsi que les analyses effectuées à partir de ces données, permettent d'exclure la probabilité qu'un événement cybernétique d'origine malveillante pourrait avoir directement contribué à la panne d'électricité, ou d'avoir contribué de façon significative aux événements entourant la panne. C'est pourquoi il n'a pas été jugé utile de recueillir d'autres données pour poursuivre les recherches dans cette direction. Bien qu'on n'ait pas poursuivi la collecte de données supplémentaires, les analyses et entrevues approfondies effectuées après la publication du *Rapport provisoire* permettent au Sous-groupe sur la sécurité de confirmer les constatations préliminaires et de faire les recommandations suivantes découlant de ces constatations :

- Les entrevues et analyses menées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que certaines compagnies risquent de faire face à des défaillances cybernétiques dans leurs Systèmes de gestion d'énergie (SGE) et dans leur infrastructure de technologie de l'information (TI). Les investigations ont en effet révélé des points faibles dans la gestion des procédures et de la technologie de l'information de certaines installations telles que la présence de logiciels non nécessaires qui ne sont pas automatiquement mis hors service, l'accès mal contrôlé à des systèmes de commande et à des équipements périphériques, la mauvaise gestion de programmes de correction et de configuration, ainsi qu'une documentation inadéquate des systèmes de sécurité. Tout ceci fait que le Sous-groupe sur la sécurité appuie la promulgation, la mise en place et l'exécution de normes de sécurité physique et cybernétique dans le réseau d'électricité. **Recommandation 32, page 185**.
- Une panne dans un programme informatique non liée à une activité malveillante peut avoir grandement contribué à la panne d'électricité. Depuis la parution du *Rapport provisoire*, le Sous-groupe sur la sécurité a consulté le fournisseur de ce programme informatique et il peut confirmer que depuis la panne d'électricité du 14 août 2003, le fournisseur en question a fourni à l'industrie les renseignements et les correctifs nécessaires pour remédier à cette défaillance de logiciel. Au Canada, un sondage a été affiché sur le site Web sécurisé de l'Association canadienne de l'électricité afin de déterminer si le logiciel en question était utilisé. Les réponses montrent qu'il n'est pas utilisé par les compagnies canadiennes d'électricité. **Recommandation 33, page 186**.

- Des liens internes et externes des réseaux SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) aux autres systèmes rendent vulnérables les réseaux d'électricité. **Recommandation 34, page 186.**
- Dans certains cas, la visibilité de la Zone de contrôle et du Coordonnateur de fiabilité dans le fonctionnement des régions environnantes était pratiquement inexistante. **Recommandation 35, page 187.**

Au total, le Sous-groupe sur la sécurité a fait 15 recommandations et deux de celles-ci dénotent les mêmes préoccupations que le Sous-groupe sur l'électricité (recommandations 19 et 22); pour ce qui est des 13 autres recommandations il faut se reporter aux recommandations 32-44.

Dans l'ensemble, le *Rapport final* et les recommandations du Sous-groupe sur la sécurité découlent des entrevues menées auprès des représentants de Cinergy, FirstEnergy, American Electric Power (AEP), PJM Interconnect, Midwest Independent System Operator (MISO), East Central Area Reliability (ECAR) Coordinating Agreement et GE Power Systems Division. Ces entités ont été choisies parce qu'elles étaient proches des causes de la panne comme les analyses du Sous-groupe sur l'électricité le révélaient. Les constatations contenues dans le présent rapport concernent uniquement les entités qui ont fait l'objet de la recherche. Le *Rapport final* comprend également des renseignements recueillis de tiers, de même que d'agences de renseignements et de sécurité du gouvernement fédéral.

En résumé, l'analyse du Sous-groupe sur la sécurité ne conclut pas que la panne d'électricité du 14 août 2003 pourrait avoir été causée directement ou indirectement par une attaque cybernétique malveillante. Cette conclusion est démontrée par le calendrier des événements établi par le Sous-groupe, montré plus en détail plus loin dans le présent chapitre et qui se trouve à expliquer à fond la série d'erreurs humaines non malveillantes et les pannes informatiques qui ont fini par entraîner la panne d'électricité. Au cours de ses analyses, toutefois, le Sous-groupe sur la sécurité a identifié plusieurs points inquiétants ayant trait à la sécurité informatique du secteur de l'électricité. Les recommandations du Sous-groupe sur la sécurité s'attaquent à ces sujets.

Mandat et portée du Sous-groupe sur la sécurité

Il est généralement reconnu que la confiance grandissante accordée à la technologie de l'information (TI) par les secteurs des infrastructures essentielles, notamment celui de l'énergie, a augmenté la vulnérabilité de ces systèmes aux perturbations cybernétiques. La capacité d'exploiter ces vulnérabilités a été démontrée en Amérique du Nord. Le Sous-groupe sur la sécurité était formé d'experts en sécurité physique et cybernétique des gouvernements des États-Unis et du Canada, des gouvernements des états et des provinces, ainsi que d'instances locales. L'objectif de ces recherches était de déterminer, le cas échéant, le rôle joué par un événement cybernétique malveillant qui aurait pu causer ou jouer un rôle quelconque dans la panne d'électricité du 14 août 2003. Aux fins de son travail, le Sous-groupe sur la sécurité a défini un « événement cybernétique malveillant » comme étant une manipulation de données, de logiciels ou de matériel à des fins délibérés de perturbation des systèmes de commande et de gestion de la production et de la distribution de l'électricité.

Le Sous-groupe sur la sécurité a travaillé en étroite collaboration avec les services de police, de renseignements et de sécurité intérieure des États-Unis et du Canada afin de déterminer le rôle possible d'acteurs malveillants dans la panne d'électricité. À cette fin, une des premières activités a été de recueillir et d'examiner les renseignements disponibles qui pourraient avoir un lien avec la panne d'électricité du 14 août 2003. Le Sous-groupe sur la sécurité a également collaboré avec l'industrie de l'énergie dans le but d'étudier les systèmes informatiques qui commandent la production et la distribution d'électricité, la sécurité physique des biens cybernétiques, les politiques et les procédures cybernétiques, ainsi que le fonctionnement des infrastructures de prise en charge – comme les réseaux de communication et la production d'énergie de secours qui facilitent le fonctionnement harmonieux des ressources cybernétiques – pour déterminer si le fonctionnement de ces réseaux avait été affecté par une activité malveillante. Le Sous-groupe sur la sécurité a coordonné ses efforts avec ceux d'autres groupes de travail et il y avait une grande interdépendance entre les résultats et constatations des divers groupes de travail. Le Sous-groupe de la sécurité a mis l'accent sur les opérations cybernétiques des entreprises des États-Unis touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité comme l'indique le Sous-groupe sur l'électricité.

L'examen de l'infrastructure physique non cybernétique liée à la panne d'électricité du 14 août 2003 ne faisait pas partie du mandat du Sous-groupe sur la sécurité. Le *Rapport provisoire* expliquait en détail que le Sous-groupe sur la sécurité devait étudier les violations à la sécurité physique non liées aux dimensions cybernétiques de l'infrastructure au nom du Groupe de travail, mais aucun incident de ce type n'a été décelé durant son travail. En outre, l'analyse des impacts de la

panne d'électricité sur d'autres parties essentielles de l'infrastructure ne faisait pas non plus partie du mandat du Sous-groupe sur la sécurité. Le Bureau de la protection des infrastructures essentielles (BPIEPC) du Canada et le Department of Homeland Security (DHS) des États-Unis ont examiné ces aspects, mais sans les aborder dans le même contexte que le Sous-groupe.

Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité

La production et la distribution de l'électricité ont été, et continuent d'être, des cibles pour les groupes et les individus malveillants dont le but est de perturber le réseau d'énergie électrique. Même des attaques qui ne visent pas directement le secteur de l'électricité peuvent avoir des effets perturbateurs sur le fonctionnement des réseaux électriques. De nombreux codes d'attaques malveillants, en raison de leur nature même, s'attaquent indifféremment à tout et ont donc tendance à interférer avec des opérations prises en charge par des applications vulnérables. Un tel incident s'est produit en janvier 2003 lorsque le ver informatique d'Internet « Slammer » a mis hors service les ordinateurs de surveillance de la centrale nucléaire inactive de la FirstEnergy Corporation située à Davis-Besse. Un rapport subséquent du North American Electric Reliability Council (NERC) a conclu que même si l'infection n'avait pas causé de pannes, elle a paralysé les commandes de fonctionnement d'autres services d'électricité.[1]

Cet exemple, parmi d'autres, met en évidence la vulnérabilité accrue des secteurs d'infrastructures essentielles de l'Amérique du Nord, notamment le secteur de l'énergie. Les réseaux SCADA préoccupent particulièrement les gouvernements des États-Unis et du Canada. Ces réseaux utilisent des ordinateurs et des applications qui effectuent un grand nombre d'opérations dans nombre d'industries. Dans les centrales électriques, les réseaux SCADA comprennent la télésurveillance d'état et de commande ainsi que les Systèmes de gestion d'énergie (SGE), les relais de protection et la commande automatique de la production. Les réseaux SCADA ont été élaborés dans le but de maximiser la fonctionnalité et l'interfonctionnement, sans accorder beaucoup d'attention à la sécurité cybernétique. Ces réseaux, dont plusieurs avaient été conçus pour un fonctionnement isolé, se retrouvent maintenant directement ou indirectement liés à Internet, pour des raisons d'affaire ou d'exploitation. Dans certains cas, par exemple, il peut être nécessaire que des employés surveillent à distance les réseaux SCADA. Cependant, raccorder les réseaux SCADA à un réseau d'ordinateurs accessible à distance peut présenter des risques pour la sécurité. Ces risques incluent la mise dans une situation critique d'information d'exploitation importante et la menace d'un accès non autorisé aux mécanismes de commande des réseaux SCADA.

La sécurité a toujours constitué une priorité pour le secteur de l'électricité en Amérique du Nord; cependant, elle l'est encore plus maintenant. Les Zones de contrôle et les Coordonnateurs de fiabilité sont conscients de l'arrivée de nouveaux types de menace qui augmentent les risques, et ils ont pris des mesures nécessaires à l'amélioration de leur sécurité. Le groupe consultatif sur la protection des infrastructures essentielles (Critical Infrastructure Protection Advisory Group) du NERC étudie les moyens d'améliorer la sécurité physique et cybernétique du réseau électrique nord-américain. Ce groupe comprend des experts des industries canadiennes et américaines des secteurs de la sécurité physique, de la sécurité cybernétique et de la sécurité des opérations. La création d'un programme national SCADA est présentement à l'étude aux États-Unis en vue d'améliorer la sécurité physique et cybernétique de ces systèmes de commande. Le Groupe de travail sur les structures essentielles de l'Association canadienne de l'électricité étudie également des mesures semblables.

Recueil et analyse de renseignements

Après avoir analysé les renseignements déjà obtenus lors d'entrevues avec les intervenants, les transcriptions de conversations téléphoniques, les renseignements provenant des services de police et des services de renseignements et de sécurité intérieure, ainsi que d'autres documents de travail du Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur la sécurité a décidé qu'il n'était pas nécessaire d'analyser d'autres sources de données sur les opérations cybernétiques telles que celles provenant de routeurs, de systèmes de détection d'intrusion, de pare-feu, de SGE, de registres d'événements de gestion des changements et d'équipements de sécurité physique.

Le Sous-groupe sur la sécurité était divisé en six sous-équipes pour l'étude des différents éléments de la présente recherche : analyse cybernétique, analyse des renseignements, analyse physique, politiques et procédures, infrastructure de soutien et liens avec les causes fondamentales. Le Sous-groupe s'est organisé de

[1] http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2003/03-108.html.

cette façon afin de jouir d'une approche globale pour étudier chacun des domaines principaux de préoccupation en ce qui a trait aux points faibles du réseau électrique. Ainsi, plutôt que d'analyser chaque domaine de préoccupation séparément, cette structure en sous-équipes conférait au Sous-groupe un cadre plus global lui permettant d'enquêter pour découvrir si une activité malveillante était à l'origine de la panne d'électricité du 14 août 2003. Chacune des sous-équipes était formée d'experts en la matière provenant des milieux gouvernementaux, industriels et universitaires qui se sont livrés à une analyse étendue et en profondeur afin que chaque sous-équipe puisse atteindre son objectif. Un aperçu détaillé de la structure de chaque sous-équipe et des activités est présenté ci-dessous.

1. Analyse cybernétique

La sous-équipe d'analyse cybernétique était dirigée par le Centre de coordination du CERT® (CC/CERT) de la Carnegie Mellon University et par la Gendarmerie royale du Canada (GRC). Cette équipe avait centré ses activités sur l'analyse et l'étude des supports électroniques des réseaux informatiques où les communications en ligne circulent. Elle a étudié ces réseaux pour déterminer s'ils avaient été utilisés avec malveillance afin de provoquer ou de contribuer à la panne du 14 août 2003. Le Sous-groupe sur la sécurité a étudié plus particulièrement des documents établis pour le Système de communication nationale (National Communication System (NCS)) du Department of Homeland Security. Ces documents comprenaient l'analyse et les conclusions tirées de leur étude des corrélations de modélisation du protocole Internet (PI) liées au virus « Blaster » (un ver informatique détecté sur Internet le 11 août 2003) et de la panne d'électricité. Cette analyse de la NCS appuie les constatations du Sous-groupe sur la sécurité, à savoir que les virus et les vers informatiques en circulation sur Internet au moment de la panne n'on pas eu d'impact significatif sur la production et la distribution des réseaux d'électricité. L'équipe a également mené des entrevues avec des fournisseurs afin de repérer les failles et les points faibles connus des réseaux.

Cette sous-équipe a pris un certain nombre de mesures, y compris l'étude des normes de fiabilité du NERC, afin de mieux comprendre la position de l'industrie de la production d'énergie électrique en ce qui touche la sécurité globale des réseaux. De plus, la sous-équipe a participé à des réunions à Baltimore, au Maryland, les 22 et 23 août 2003. Ces réunions ont donné l'occasion aux experts des questions cybernétiques et aux experts de l'industrie de l'énergie électrique de comprendre les détails nécessaires à la poursuite d'une enquête.

Des membres de la sous-équipe ont aussi participé à la réunion d'instruction du NERC/Department of Energy (DOE) tenue à Newark, au New Jersey, le 8 septembre 2003. Chaque entreprise touchée par la panne a répondu à une série de questions relatives à la panne. La réunion a permis de mieux comprendre ce qu'a vécu chaque entreprise avant, pendant et après la panne d'électricité. De plus, les membres de la sous-équipe ont participé à des entrevues avec des opérateurs de réseaux de la FirstEnergy, les 8 et 9 octobre 2003, et de Cinergy, le 10 octobre 2003.

2. Analyse des renseignements

La sous-équipe d'analyse des renseignements était dirigée par le DHS et la GRC qui collaboraient étroitement avec les services de police, de renseignements et de sécurité intérieure des gouvernements fédéraux, des états et des provinces ainsi qu'avec les instances locales pour évaluer si la panne d'électricité aurait été le résultat d'une attaque malveillante.

L'analyse du Sous-groupe sur la sécurité ne prouve nullement que des acteurs malveillants – qu'il s'agisse d'individus ou d'organisations – pourraient avoir causé la panne d'électricité du 14 août 2003 ou avoir contribué à la causer. De plus, la sous-équipe n'a pas trouvé d'indices de dommages volontaires infligés aux centrales électriques et aux lignes de distribution le jour de la panne, et il n'y a eu aucun rapport qui indique que la panne d'électricité ait été causée par une attaque des réseaux informatiques.

Les autorités gouvernementales des États-Unis et du Canada fournissent au besoin les renseignements faisant étant de menace à leur secteur de l'énergie respectif. Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Des renseignements de nature générale faisant état d'une menace envers le secteur ont toutefois été transmis à l'industrie de l'énergie nord-américaine par des agences gouvernementales des États-Unis et du Canada, à la fin de juillet 2003. Ces renseignements indiquaient que le réseau al-Qaeda pourrait tenter une attaque en provoquant des explosions contre des installations pétrolières, des centrales électriques ou des centrales nucléaires de la côte Est des États-Unis durant l'été 2003. Le type d'attaque physique décrite dans le rapport à l'origine de cet avertissement ne correspond pas aux événements qui ont causé la panne d'électricité puisqu'il n'y a aucune indication d'un événement cinétique avant, pendant ou immédiatement après la panne d'électricité du 14 août 2003.

Nonobstant les indications précédentes qu'aucune activité terroriste n'aurait causé la panne d'électricité, al-Qaeda a quand même publiquement revendiqué la responsabilité.

- *Le 18 août 2003 :* Al-Hayat, un organe de presse égyptien, a publié des extraits d'un communiqué attribué à al-Qaeda. Al-Hayat a déclaré avoir obtenu le communiqué du site Web de l'International Islamic Media Center. Le communiqué soutient que « les brigades d'Abu Fahes al-Masri ont frappé deux grandes centrales électriques desservant l'Est des États-Unis ainsi que des villes industrielles importantes et voisinantes des États-Unis et du Canada, et allié dans la guerre contre l'Islam. (New York et Toronto) ». En outre, l'opération « a été effectuée sur l'ordre d'Oussama ben Laden de frapper les piliers de l'économie américaine » et constitue « la réalisation d'une promesse de ben Laden d'offrir un cadeau au peuple iraquien ». Le communiqué ne précise pas la façon dont le sabotage a été effectué, mais donne des détails sur les dommages causés à l'économie américaine par le sabotage dans les secteurs des finances, des transports, de l'énergie et des télécommunications.

Voici des revendications et des commentaires additionnels sur la panne d'électricité ont été publiés dans divers médias du Moyen-Orient :

- *Le 26 août 2003 :* Un quotidien conservateur iranien a publié un commentaire à l'égard du potentiel de la technologie informatique en tant qu'outil pour attaquer les infrastructures qui dépendent des réseaux informatiques, particulièrement les entreprises de distribution d'eau et d'électricité, de transport public, les organisations commerciales et les entreprises « supranationales » des États-Unis.
- *Le 4 septembre 2003* : Un participant islamiste à un forum de discussion djihadiste sur Internet a déclaré que des cellules terroristes dormantes associées à al-Qaeda ont utilisé la panne d'électricité comme couverture pour infiltrer les États-Unis à partir du Canada.

Cependant, ces revendications, telles qu'elles ont été rapportées, ne correspondent pas aux constatations du Sous-groupe sur la sécurité. Elles ne correspondent pas non plus au témoignage du Federal Bureau of Investigation (FBI). Larry A. Mefford, directeur adjoint exécutif, responsable des programmes de lutte contre le terrorisme et de contre-espionnage du FBI a témoigné en ces mots, le 4 septembre 2003, devant le Congrès des États-Unis :

« Jusqu'à maintenant, nous n'avons découvert aucune preuve indiquant que la panne d'électricité était le résultat d'une activité de terroristes internationaux ou nationaux ni d'une autre activité criminelle. »[2]

M. Mefford a aussi déclaré :

« Le FBI n'a reçu aucune menace crédible particulière récente contre les réseaux électroniques des États-Unis et la revendication d'avoir provoqué la panne d'électricité faite par la brigade Abu Hafs al-Masri n'est rien d'autre qu'illusoire. Et nous ne possédons aucune information qui confirme l'existence réelle de ce groupe. »[3]

Selon les évaluations actuelles, des terroristes et des individus malveillants ont la capacité de réaliser une attaque cybernétique malveillante pouvant perturber les infrastructures énergétiques. Bien qu'une telle attaque ne puisse être totalement écartée, un examen de l'information et des renseignements disponibles ne confirme d'aucune façon les revendications d'une attaque délibérée contre les infrastructures énergétiques le 14 août 2003 ou les jours précédents. Les quelques cas de dommages physiques aux lignes de distribution d'électricité furent le résultat d'événements naturels et non de sabotage. Aucun rapport des services de renseignements n'a fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures énergétiques avant, pendant ou après la panne. Aucun compte rendu d'incident ne fait état d'une activité suspecte près des centrales électriques ou des lignes de distribution en question.

3. Analyse physique

La sous-équipe d'analyse physique était dirigée par le Service secret des États-Unis et par la GRC. Ces organismes ont une compétence particulière en ce qui concerne l'évaluation de la sécurité physique du secteur de l'énergie. La sous-équipe avait mis l'accent sur les questions liées à la façon dont les installations à caractère cybernétique des entreprises du secteur de l'énergie étaient protégées, y compris l'intégrité physique des centres de données et des salles de commande, ainsi que les procédures et les politiques de sécurité visant à limiter l'accès aux secteurs vulnérables. En ce qui concerne les

2 http://www.fbi.gov/congress/congress03/mefford090403.htm.

3 http://www.fbi.gov/congress/congress03/mefford090403.htm.

installations ayant une relation de cause à effet avec la panne, la sous-équipe a tenté de déterminer si l'intégrité physique de ces installations cybernétiques avait été compromise de l'extérieur ou de l'intérieur, avant ou pendant la panne et, le cas échéant, si une telle violation aurait été la cause de la panne d'électricité, ou si elle y aurait contribué.

Bien que la sous-équipe ait analysé l'information fournie par le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur le nucléaire, la sous-équipe d'analyse physique a également étudié l'information obtenue récemment au cours de réunions avec le personnel du secteur énergétique ainsi que lors de visites sur place d'installations du secteur énergétique afin de vérifier l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique.

La sous-équipe a compilé une liste de questions sur l'emplacement, l'accessibilité, les caméras, les alarmes, le verrouillage, la protection contre les incendies et les réseaux d'approvisionnement en eau des salles de serveurs informatiques. À partir des discussions au sujet de ces questions au cours de ses entrevues, la sous-équipe n'a trouvé aucune preuve de violation de l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique. De plus, la sous-équipe a étudié les mesures d'accès et de contrôle dans les installations de commande et de contrôle, ainsi que l'intégrité des installations éloignées.

La sous-équipe a également examiné les mécanismes utilisés par les entreprises pour signaler les incidents inhabituels à l'intérieur des salles de serveurs, des salles de commande et de contrôle, ainsi que dans les installations éloignées. La sous-équipe a également examiné la possibilité d'une attaque de l'intérieur contre l'infrastructure cybernétique.

4. Politiques et procédures

La sous-équipe des politiques et procédures était dirigée par le Department of Homeland Security (DHS) et le Bureau de la protection des infrastructures essentielles (BPIEPC) du Canada. Le personnel de ces organismes possède une vaste expérience dans les domaines des opérations de distribution électrique, des systèmes de commande automatisés, y compris dans les réseaux SCADA et les SGE, et en sécurité de l'information.

Le travail de cette sous-équipe comportait l'examen des politiques et procédures générales qui étaient, ou n'étaient pas, en place avant et pendant la panne d'électricité du 14 août 2003. Les politiques que l'équipe a examinées avaient trait aux systèmes cybernétiques des entreprises touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Les politiques et les procédures qui ont retenu particulièrement l'attention de l'équipe étaient celles de la mise à niveau et de la maintenance (ainsi que les programmes de correction) des systèmes de commande et de contrôle (C2), y compris les réseaux SCADA et les SGE. La sous-équipe des politiques et procédures était également intéressée aux opérations de secours et de restauration des systèmes informatiques en cas de panne ou d'un événement cybernétique, comme une intrusion active ou la découverte d'un code malveillant.

5. Infrastructure de soutien

La sous-équipe de l'infrastructure de soutien était dirigée par un expert du Department of Homeland Security (DHS) spécialisé dans l'évaluation des éléments de l'infrastructure de soutien comme les systèmes de refroidissement à l'eau des systèmes informatiques, les systèmes d'alimentation de secours, les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation (CVC), ainsi que les réseaux de télécommunications de soutien. Le Bureau de la protection des infrastructures essentielles (BPIEPC) du Canada était le cochef canadien de cette évaluation. Cette équipe a analysé l'intégrité de l'infrastructure de soutien et, le cas échéant, le rôle qu'elle aurait pu jouer dans la panne d'électricité du 14 août 2003. Elle cherchait à déterminer si l'infrastructure de soutien avait fonctionné de façon satisfaisante avant et pendant la panne d'électricité du 14 août 2003. De plus, l'équipe a vérifié auprès des fournisseurs si des problèmes d'entretien ont eu des répercussions sur les opérations avant et pendant la panne.

Durant chaque visite des entités électriques désignées, la sous-équipe s'est attardée particulièrement aux questions clés suivantes :

1. les transporteurs/fournisseurs/distributeurs de services et de systèmes d'infrastructure de soutien aux installations d'entreprises choisies;
2. la perte de service avant ou après la panne d'électricité;
3. l'exécution d'activités d'entretien avant ou après la panne d'électricité;
4. l'exécution d'activités d'installation avant ou après la panne d'électricité;
5. l'exécution d'activités de vérifications avant ou après la panne d'électricité;
6. l'exécution d'activités d'exercice avant ou après la panne d'électricité; et
7. l'existence d'un processus de surveillance (registre, liste de contrôle, etc.) aux fins d'établissement de dossiers sur l'état des services d'infrastructure de soutien.

6. Analyse des causes fondamentales

La sous-équipe de liaison de liens avec les causes fondamentales a suivi le travail accompli par le Sous-groupe sur l'électricité afin de déterminer les causes profondes possibles de la panne d'électricité. Au fur et à mesure que des éléments des causes fondamentales étaient identifiés, la sous-équipe évaluait avec le Sous-groupe sur l'électricité les liens possibles avec un acte malveillant physique ou cybernétique. L'analyse finale du Sous-groupe sur la sécurité et du Coordonnateur de la fiabilité n'a révélé aucun lien de cause à effet entre la panne d'électricité et un acte malveillant, tant physique que cybernétique.

Chronologie des événements à caractère cybernétique

La séquence d'événements suivante a été établie à la suite de discussions avec des représentants de FirstEnergy et de Midwest Independent System Operator (MISO). Toutes les heures indiquées sont approximatives.

Le premier événement de nature cybernétique est survenu au MISO à 12 h 40 HAE, le 14 août 2003. À ce moment, un ingénieur du SGE du MISO a délibérément désactivé le déclencheur périodique automatique de l'application l'estimateur d'état [State Estimator (SE)], une application qui permet au MISO de déterminer en temps réel l'état du réseau électrique de sa région. La désactivation du déclencheur automatique périodique, une fonction du programme qui entraîne l'exécution automatique du SE toutes les cinq minutes, est une procédure d'exploitation nécessaire pour remédier à un problème de décalage produit par le SE. L'ingénieur du SGE a déterminé que le décalage dans le SE était provoqué par le modèle du SE qui indiquait que la ligne de Bloomington-Denois Creek de 230 kV de Cinergy était en service, alors qu'elle était en réalité hors service depuis 12 h 12 HAE.

À 13 h HAE, après avoir effectué les modifications appropriées au modèle du SE et déclenché manuellement le SE, l'ingénieur du SGE du MISO a obtenu deux bonnes solutions.

À 13 h 30 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO alla dîner en oubliant cependant de réenclencher le déclencheur automatique périodique.

À 14 h 14 HAE, un logiciel clé de FirstEnergy « Alarm and Event Processing Routine (AEPR) » qui fournit aux opérateurs du réseau des indications visuelles et sonores des événements survenant sur leur partie du réseau commença à fonctionner de façon erratique. Les opérateurs du réseau de FirstEnergy n'étaient pas au courant que le logiciel ne fonctionnait pas correctement. Ce logiciel ne redeviendra fonctionnel que beaucoup plus tard en soirée.

À 14 h 40 HAE, un ingénieur chargé des opérations découvre que le SE ne règle pas les problèmes et il en informe un ingénieur du SGE.

À 14 h 41 HAE, le serveur de FirstEnergy sur lequel fonctionne le logiciel AEPR tombe en panne et l'exploitation tombe sous le contrôle du serveur de secours. Le personnel de la salle de commande ignore toujours que le logiciel AEPR ne fonctionne pas correctement.

À 14 h 44 HAE, un ingénieur du SGE du MISO, après avoir été alerté par l'ingénieur chargé des opérations, réactive le déclencheur automatique périodique et, pour plus de rapidité, déclenche manuellement le programme. Cependant, le programme SE affiche de nouveau un décalage.

À 14 h 54 HAE, le serveur de secours de FirstEnergy tombe en panne. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique. Les calculs des écarts de contrôle sectoriel (ECS) et les sous-programmes de diagrammes fonctionnent de façon erratique, alors que l'interface utilisateur du répartiteur ralentit considérablement.

À 15 h HAE, FirstEnergy utilise son système de secours pour commander le système et effectuer les calculs des écarts de contrôle sectoriel (ECS). Les calculs des écarts de contrôle sectoriel et les systèmes de commande continuent de fonctionner sur le système de secours jusqu'à environ 15 h 8 HAE alors que le serveur principal est remis en service.

À 15 h 5 HAE, la ligne Harding-Chamberlin de 345 kV de FirstEnergy est déclenchée et se met hors circuit. Les opérateurs du réseau de FirstEnergy ne reçoivent pas d'avertissement du logiciel AEPR qui continue de fonctionner de façon erratique, à leur insu.

À 15 h 8 HAE, à l'aide de données obtenues vers 15 h 4 HAE (environ cinq minutes sont nécessaires pour que le SE donne un résultat), l'ingénieur du SGE du MISO conclut que le décalage de SE est attribuable à une ligne en panne. Son expérience lui permet d'isoler la panne sur la ligne Stuart-Atlanta de 345 kV (qui s'est déclenchée environ une heure plus tôt à 14 h 2 HAE). Il a mis ensuite la ligne Stuart-Atlanta hors service selon le modèle de SE, ce qui constituait une bonne solution.

Au même moment, à 15 h 8 HAE, le serveur principal de FirstEnergy est remis en service. Les calculs des écarts de contrôle sectoriel et les systèmes de commande fonctionnaient alors sur le serveur principal. Le logiciel AEPR continuait de fonctionner de façon erratique, à l'insu des opérateurs du réseau de FirstEnergy.

À 15 h 9 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO se rendit dans la salle de commande pour annoncer aux opérateurs qu'il croyait que la ligne Stuart-Atlanta était hors service. Les opérateurs de la salle de commande consultent leur « calendrier de pannes » et informent l'ingénieur du SGE que leurs données indiquent que la ligne Stuart-Atlanta est « en service » et que l'ingénieur du SGE devrait indiquer dans le modèle de SE que la ligne est en service. À 15 h 17 HAE, l'ingénieur du SGE met le SE en lien avec la ligne Stuart-Atlanta « en service », mais le modèle indique encore un décalage dans le fonctionnement des lignes.

À 15 h 29 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO demande aux opérateurs du réseau MISO d'appeler le Contrôle de liaison logique du PJM Interconnect afin de déterminer l'état de la ligne Stuart-Atlanta. MISO est informé que la ligne Stuart-Atlanta a été mise hors circuit à 14 h 2 HAE. L'ingénieur du SGE règle alors le modèle, qui avait été à ce moment-là mis à jour avec la mise hors circuit de la ligne Harding-Chamberlin de 345 kV à 15 h 5 HAE, et réussit à obtenir une solution valide.

À 15 h 32 HAE, la ligne Hanna-Juniper de 345 kV de FirstEnergy est mise hors circuit et se met hors circuit. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique.

À 15 h 41 HAE, les lumières tremblent dans la salle de commande de FirstEnergy. Cette situation se produit parce qu'ils ont perdu l'électricité sur leur réseau électrique et que le mode d'alimentation de secours s'est déclenché.

À 15 h 42 HAE, un répartiteur de FirstEnergy réalise que le logiciel AEPR ne fonctionne pas et en informe le personnel de soutien.

10. Recommandations visant à prévenir de nouvelles pannes et à en réduire au minimum l'envergure

Introduction

Comme il est mentionné dans les chapitres précédents, la panne du 14 août 2003 était évitable. Elle présentait plusieurs causes directes et facteurs déterminants, à savoir :

- le défaut de maintenir un soutien en puissance réactive adéquat;
- le dépassement des limites de sécurité d'exploitation prescrites;
- un entretien déficient des couloirs de transport de l'électricité;
- le manque de formation des opérateurs;
- le défaut de reconnaître l'urgence de la situation et de communiquer cette information aux réseaux voisins;
- l'impossibilité d'obtenir une représentation du réseau de production-transport d'électricité à l'échelle régionale.

De plus, comme il est exposé au chapitre 7, après chaque panne majeure survenue en Amérique du Nord depuis 1965, une équipe experte de chercheurs a exploré les causes de la panne, rédigé des rapports techniques détaillés et émis des listes de recommandations visant à prévenir de nouvelles pannes ou à en réduire au minimum l'envergure. Plusieurs des causes de la panne du 14 août ressemblent de façon frappante à celles des pannes précédentes. Manifestement, les efforts consacrés à appliquer les recommandations antérieures n'ont pas été systématiquement complets, soutenus et fructueux.[1] En conséquence, les recommandations énoncées ci-dessous mettent l'accent sur la généralité, la surveillance, la formation, et la mise en exécution des normes de fiabilité lorsque cela est nécessaire pour assurer le respect de la conformité.

Pour des raisons de commodité, les recommandations énoncées sont classées en quatre grands thèmes généraux :

1. Les organismes gouvernementaux des États-Unis et du Canada, les organismes de réglementation, l'industrie de l'électricité nord-américaine et les organisations connexes doivent s'engager à respecter des normes rigoureuses de fiabilité dans la planification, la conception et l'exploitation des vastes réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord. Les mécanismes du marché doivent être utilisés, si possible, mais dans les cas où les conflits entre la fiabilité et les objectifs commerciaux ne peuvent être résolus, on doit trancher en faveur de la fiabilité accrue.[2]

2. Les organismes de réglementation et les consommateurs doivent reconnaître que la fiabilité n'est pas gratuite et que la maintenir exige des investissements et des dépenses d'exploitation constants de la part de plusieurs parties. Les entreprises réglementées ne consentiront pas ces dépenses sans l'assurance des organismes de réglementation que leurs frais pourront être recouvrés au moyen d'un relèvement des tarifs de transport et les entreprises non réglementées ne les engageront que si elles croient que les mesures prises seront rentables.[3]

3. Une recommandation non mise en œuvre est une recommandation sans valeur. C'est pourquoi le Groupe de travail souligne à gros traits que les gouvernements nord-américains et l'industrie doivent s'engager à collaborer pour mettre en pratique les améliorations indiquées ci-dessous. La réussite dans ce domaine exige de porter une attention particulière aux mécanismes proposés pour le suivi du rendement, la responsabilité des cadres supérieurs et la mise en exécution de la conformité aux normes.

4. Les réseaux de production-transport d'électricité comptent parmi les éléments les plus critiques de notre infrastructure économique et sociale. Bien que la panne du 14 août n'ait pas été causée par des actes malveillants, on doit prendre un certain nombre de mesures de sécurité pour améliorer la fiabilité.

Ces dix dernières années ou plus, la demande d'électricité a augmenté et les interconnexions nord-américaines sont devenues plus densément imbriquées et plus chargées, pendant plus d'heures dans la journée et dans l'année. Dans de nombreuses aires géographiques, la gamme d'incidents isolés ou multiples susceptibles de créer de graves problèmes s'est élargie. L'exploitation des réseaux sous plus forte charge implique de plus fortes contraintes sur l'équipement, une gamme d'options moindre et une fenêtre temporelle plus réduite pour régler les

problèmes inattendus. Le travail des opérateurs de réseau étant devenu plus complexe, les outils de gestion de réseau doivent être plus perfectionnés, les programmes de formation des opérateurs, plus complets et les exigences d'accréditation, plus strictes.

Les recommandations ci-dessous sont centrées sur les changements de divers types nécessaires pour assurer la fiabilité pendant l'été 2004 et les années suivantes. Procéder à ces changements exigera une conscience plus forte et plus vaste de l'importance de la fiabilité, et certains d'entre eux peuvent exiger de nouveaux investissements importants. Toutefois, le coût de *ne pas* procéder à ces changements, c.-à-d., le coût des pannes chroniques de grande envergure, serait nettement supérieur aux frais qu'implique le règlement du problème. Les estimations du coût de la panne du 14 août vont de 4 à 10 milliards de dollars américains.[4]

La nécessité d'accorder plus d'attention à la fiabilité n'est pas nécessairement en contradiction avec l'accroissement de la concurrence et la plus grande efficacité économique qu'elle procure dans les marchés de production-transport d'électricité. La fiabilité et l'efficacité économique peuvent être compatibles, mais ce résultat très souhaitable ne découle pas uniquement de l'application des lois de la physique et de l'économie. Il exige de la détermination et des efforts soutenus de la part des organismes de réglementation, des responsables de l'élaboration des politiques et des dirigeants de l'industrie pour renforcer et maintenir les institutions et les règles nécessaires pour atteindre ces objectifs importants. Les organismes de réglementation doivent s'assurer que la concurrence n'affaiblit pas les incitatifs à la conformité aux exigences de fiabilité, et que ces exigences ne sont pas un prétexte à des pratiques non concurrentielles.

La mesure d'accomplissement de cet objectif – apporter les changements nécessaires pour maintenir un haut niveau de fiabilité au moins pendant la prochaine décennie – sera le degré de conformité obtenu grâce aux recommandations énoncées ci-dessous. **L'étape la plus importante est que le Congrès des États-Unis promulgue les dispositions relatives à la fiabilité des projets de loi sur l'énergie (H.R. 6 et S. 2095).** Si cela peut être fait, nombre des mesures recommandées ci-dessous pourraient être promptement concrétisées dans l'application de la future loi.

Certains commentateurs ont fait valoir que le *Rapport provisoire* n'analyse pas tous les facteurs qui, de leur avis, ont pu contribuer à la panne du 14 août. L'application des recommandations énoncées ci-dessous règlera toutes ces questions, grâce au travail continu d'organismes gouvernementaux et publics des États-Unis et du Canada, de l'industrie de l'électricité, et des institutions non gouvernementales responsables du maintien de la fiabilité du réseau en Amérique du Nord.

Recommandations

Quarante-six recommandations numérotées sont énoncées dans ce chapitre, réparties en quatre grands thèmes. Certaines recommandations portent sur des sujets qu'ont traités plus en détails des commentateurs du *Rapport provisoire* ou des intervenants ayant participé à l'une des deux conférences techniques du Groupe de travail. Le cas échéant, les commentateurs sont indiqués dans un renvois. La mention d'un commentateur dans un renvois ne signifie pas nécessairement que celui-ci endosse la position exprimée dans la recommandation. La liste des recommandations est aussi présentée dans un encadré, aux pages 156-160.

Groupe I. Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité

1. Rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et prévoir des pénalités en cas de non-conformité. [5]

Aux États-Unis et au Canada, les organes gouvernementaux compétents doivent prendre les mesures nécessaires pour rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et prévoir les pénalités appropriées en cas de non-conformité.

A. Mesures à prendre par le Congrès des États-Unis

Le Congrès des États-Unis doit promulguer une loi sur la fiabilité dont les dispositions soient au moins aussi strictes que celles des projets de loi sur l'énergie H.R. 6 et S. 2095. En particulier, ces dispositions doivent exiger que :

- les normes de fiabilité soient obligatoires, claires et exécutoires et qu'elles prévoient des pénalités en cas de non-conformité.
- les normes de fiabilité soient établies par un organisme de fiabilité électrique (ERO) international indépendant, au sein duquel sont représentées équitablement les parties intéressées dans la sélection des administrateurs et de manière à assurer la prise de décision équilibrée dans tout

Aperçu des recommandations du Groupe de travail : titres seulement

Groupe I. Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité

1. Rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et prévoir des pénalités en cas de non-conformité.
2. Établir un instrument de financement agréé par les organismes de réglementation pour le NERC et les conseils de fiabilité régionaux, afin d'en assurer l'indépendance à l'égard des organisations qu'ils surveillent.
3. Renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité en Amérique du Nord.
4. Préciser que les dépenses et les investissements prudemment engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité (y compris les investissements dans les nouvelles technologies) pourront être recouvrés au moyen d'un relèvement des tarifs de transport.
5. Suivre l'application des mesures recommandées pour améliorer la fiabilité.
6. La FERC ne doit pas approuver le fonctionnement de nouveaux ERT tant qu'ils ne répondent pas aux exigences fonctionnelles minimum visant les coordonnateurs de fiabilité.
7. Exiger que toutes les entités du réseau de production-transport d'électricité soient membres du conseil de fiabilité régional dans le territoire duquel elles fonctionnent.
8. Protéger contre les poursuites ou les représailles les exploitants qui font du délestage en vertu des lignes directrices approuvées.
9. Intégrer la notion d' « incidence sur la fiabilité » au processus de prise de décision de réglementation.
10. Établir une source indépendante de renseignements sur le rendement de la fiabilité.
11. Définir les exigences relatives à la collecte et à la communication des données nécessaires aux analyses après panne.
12. Commander une étude indépendante sur les rapports entre la restructuration de l'industrie, la concurrence et la fiabilité.
13. Le département américain de l'Énergie doit développer ses programmes de recherche sur les outils et technologies relatifs à la fiabilité.
14. Établir un cadre permanent pour la conduite des enquêtes futures sur les pannes et les perturbations.

Groupe II. Mesures à prendre pour appuyer et renforcer les initiatives du NERC du 10 février 2004

15. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003.
16. Établir des normes exécutoires pour l'entretien des dégagements électriques dans les emprises.
17. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC.
18. Appuyer et renforcer le programme de vérification de l'état de préparation du NERC.
19. Améliorer la formation à court et à long terme et les exigences d'accréditation des opérateurs, des coordonnateurs de la fiabilité et du personnel de soutien opérationnel.
20. Établir une définition claire de l'état de fonctionnement normal, d'alerte et d'urgence du réseau. Préciser les rôles, responsabilités et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle dans chacune des conditions.
21. Utiliser plus efficacement et plus généralement les mesures de protection du réseau.
22. Évaluer et adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité.
23. Renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension dans toutes les régions du NERC.
24. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.
25. Le NERC doit réévaluer son processus d'établissement des normes de fiabilité et accélérer l'adoption de normes exécutoires.
26. Resserrer les protocoles de communication, en particulier pour les communications pendant les alertes et les urgences. Mettre à niveau le matériel du système de communication, le cas échéant.
27. Établir des normes exécutoires pour la valeur nominale des lignes de transport d'énergie.
28. Exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés.
29. Évaluer et diffuser les leçons tirées lors du rétablissement du réseau.
30. Préciser les critères d'identification des installations essentielles sur le plan opérationnel et améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les pannes imprévues.
31. Préciser que le processus d'allégement de la charge de transport (ACT) ne doit pas être utilisé dans les situations comportant une dérogation à une limite de sûreté de fonctionnement. Rationaliser le processus ACT.

Aperçu des recommandations du Groupe de travail : titres seulement (suite)

Groupe III. Sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord

32. Mettre en oeuvre les normes de TI du NERC.
33. Établir et déployer les procédures de gestion des TI.
34. Établir les stratégies et la gouvernance de la sécurité des TI au niveau de l'organisation.
35. Mettre en œuvre des contrôles de gestion de l'état des systèmes, de surveillance du réseau et de gestion des incidents.
36. Entamer une étude de gestion des risques États-Unis–Canada.
37. Améliorer les capacités de contrôle et de diagnostic des TI.
38. Évaluer les risques et la vulnérabilité des TI à intervalles déterminés.
39. Développer une capacité de détecter les intrusions et la surveillance dans les communications sans fil et filaires à distance.
40. Contrôler l'accès à l'équipement sensible sur le plan opérationnel.
41. Le NERC doit fournir des directives visant le contrôle des références des employés.
42. Confirmer le centre ES-ISAC du NERC comme point central de communication des renseignements et des données d'analyse sur la sécurité.
43. Déterminer clairement l'autorité responsable de la sécurité physique et cybernétique.
44. Élaborer des procédures pour empêcher ou limiter la divulgation inopportune de renseignements.

Groupe IV. Secteur nucléaire canadien

45. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire exige qu'Ontario Power Generation et Bruce Power revoient les procédures d'exploitation et la formation des opérateurs relatives à l'utilisation des barres de compensation.
46. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire achète et installe de l'équipement de production de secours.

comité ERO ou toute structure organisationnelle subsidiaire. (Voir l'encadré sur le NERC et le ERO ci-dessous.)

- les normes de fiabilité permettent de tenir compte des différences régionales, y compris des normes de fiabilité plus rigoureuses, sans toutefois que les écarts régionaux puissent conduire à une réduction des attentes et du rendement en matière de fiabilité.
- les normes ou modifications de norme proposées par l'ERO entrent en vigueur aux États-Unis après approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).
- la FERC renvoie à l'ERO pour nouvel examen toute norme de fiabilité proposée ou toute modification d'une norme de fiabilité qu'elle désapprouve en tout ou en partie, en expliquant la raison et le motif de son désaccord.

Le NERC et ERO

Si le projet de loi américain sur la fiabilité est adopté, le North American Electric Reliability Council (NERC) pourra entreprendre divers changements organisationnels et chercher à être reconnu comme l'organisme de fiabilité électrique (ERO) dont il est question dans les projets de loi H.R. 6 et S. 2095. Pour simplifier la présentation, les nombreuses références prospectives au « NERC » ci-dessous sont destinées à s'appliquer à l'ERO si la loi est promulguée et au NERC, si elle n'est pas promulguée.

B. Mesures à prendre par la FERC

Faute d'une telle loi sur la fiabilité, la FERC doit examiner ses autorisations légales en vertu de la législation en vigueur et dans les limites fixées par ces autorisations, agir pour améliorer la fiabilité en se conformant aux normes de fiabilité exécutoires des États-Unis. Ce faisant, la FERC doit engager des consultations avec les organismes de réglementation des États, le NERC et les conseils de fiabilité régionaux pour déterminer si certaines pratiques de mise en exécution présentement en usage dans certaines parties des États-Unis et du Canada pourraient être généralisées. Par exemple, dans l'ouest des États-Unis

et au Canada, de nombreux membres du Western Electricity Coordinating Council (WECC) incluent dans les contrats pour l'achat en vrac d'électricité des clauses qui obligent les parties à se conformer aux normes de fiabilité. Dans les régions des États-Unis et du Canada qui relèvent du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), les parties qui se révèlent ne pas être en conformité avec les exigences de fiabilité du NERC et du NPCC s'exposent à un degré croissant d'enquêtes minutieuses de la part de leurs paires et du public. Chacune de ces démarches a des effets positifs. La FERC doit aussi étudier d'autres démarches et collaborer avec les organismes de réglementation d'État pour s'assurer qu'est prise toute autre mesure appropriée pour se conformer aux normes de fiabilité exécutoires.

Les mesures que prend la FERC en vertu de ses pouvoirs actuels ne limitent pas la nécessité de promulgation de la loi sur la fiabilité par le Congrès. Nombre d'intéressés des États-Unis que la loi doit normalement obliger à se conformer aux exigences de fiabilité ne sont pas soumis à l'ensemble des pouvoirs de la Commission en vertu du *Federal Power Act*.

C. Mesures à prendre par les autorités compétentes du Canada

En raison du caractère interconnecté du réseau de transport, les normes de fiabilité devraient être compatibles ou identiques des deux côtés de la frontière Canada-États-Unis. Au Canada, plusieurs gouvernements provinciaux ont manifesté de l'intérêt pour des normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et ont soit adopté une législation, soit pris des mesures pour instaurer le cadre nécessaire à la mise en œuvre de telles normes au Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent coopérer, avec la collaboration des autorités américaines compétentes, pour instaurer un cadre permettant que des normes identiques ou compatibles s'appliquent dans les deux pays et que des dispositions soient adoptées pour les rendre applicables dans tous les territoires interconnectés.

D. Mesures communes aux gouvernements américains et canadiens

Des mécanismes de coordination internationale doivent être établis entre les gouvernements canadiens et américains pour assurer la supervision gouvernementale du NERC ou de l'ERO et pour l'approbation et la mise en exécution des normes de fiabilité.

E. Protocole d'entente entre les organismes gouvernementaux américains ou canadiens et le NERC

Les organismes gouvernementaux de chaque pays décideront s'ils doivent élaborer un protocole d'entente (PE) avec le NERC, qui définirait les relations de travail entre les organismes et le NERC, la surveillance gouvernementale appropriée des activités du NERC et les responsabilités des signataires en matière de fiabilité.

2. Établir un instrument de financement agréé par les organismes de réglementation pour le NERC et les conseils de fiabilité régionaux, afin d'en assurer l'indépendance à l'égard des organisations qu'ils surveillent.[6]

Les organismes de réglementation américains et canadiens doivent collaborer avec le NERC, les conseils régionaux et l'industrie pour élaborer et mettre en oeuvre un nouvel instrument de financement du NERC et des conseils régionaux, basé sur une majoration des tarifs de transport. Le but est d'assurer au NERC et aux conseils le financement adéquat pour assumer leurs responsabilités changeantes sans dépendre des organismes qu'ils surveillent. Nota : L'application de cette recommandation doit être coordonnée avec l'examen demandé dans la recommandation 3 relative au rôle futur des conseils régionaux.

Le budget annuel de 13 millions de dollars du NERC est financé en partie par les redevances que les propriétaires de lignes de transport, les producteurs d'électricité et autres intervenants du marché paient aux dix conseils de fiabilité régionaux, qui à leur tour financent le NERC. Cette disposition rend le NERC dépendant des conseils de fiabilité, qui eux-mêmes dépendent de leurs zones de contrôle et d'autres membres. Elle compromet l'indépendance du NERC et des conseils vis à vis des entités qu'ils surveillent et ne leur permet que difficilement d'agir avec l'autorité et l'objectivité voulues pour maintenir la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité nord-américain. Assurer le financement du NERC et des conseils au moyen d'une majoration des tarifs de transport administrés et déboursés sous surveillance réglementaire permettrait de rendre ces organismes plus indépendants de l'industrie, tout en ayant peu d'impact sur les factures d'électricité. Les redevances que les entreprises paient aux conseils régionaux sont présentement répercutées sur la facture d'électricité des

clients, de sorte que le passage à une majoration de tarif aurait des conséquences minimales.

La mise en oeuvre des recommandations énoncées dans le présent rapport impliquera un élargissement considérable des fonctions et des responsabilités du NERC et exigera une augmentation du budget annuel de cet organisme. Les coûts supplémentaires seraient toutefois négligeables par rapport au coût d'une seule panne majeure.

3. Renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité en Amérique du Nord. [7]

La FERC, le DOE et les autorités compétentes du Canada doivent collaborer avec les États, le NERC et l'industrie, pour évaluer et élaborer les modifications adéquates au cadre institutionnel actuel de gestion de la fiabilité. Plus particulièrement, les organismes gouvernementaux concernés doivent :

A. commander un examen indépendant à un consultant spécialisé en aménagement organisationnel et en gestion pour savoir comment structurer au mieux un organisme international de la fiabilité, de manière durable.

B. en partie en fonction des résultats de cet examen, établir des critères pour juger de l'adéquation de la performance du NERC et spécifier les fonctions du Conseil du NERC et la procédure de sélection des membres du conseil.

C. examiner et préciser le rôle futur des conseils de fiabilité régionaux, en mettant l'accent sur leur mandat, leur envergure, leur structure, leurs responsabilités et les ressources dont il doit disposer.

D. examiner le modèle fonctionnel proposé par le NERC et fixer les exigences minimales au-delà desquelles le NERC pourrait juger que les qualifications du postulant lui permettent d'exécuter des fonctions critiques.

E. exiger que le NERC et les conseils régionaux défèrent la désignation de toute nouvelle zone de contrôle (ou sous-zone de contrôle) jusqu'à ce que les exigences minimales énoncées au paragraphe D ci-dessus aient été établies, sauf si un postulant prouve qu'une telle désignation améliorerait considérablement la fiabilité.

F. déterminer comment améliorer la fiabilité d'exploitation aux États-Unis par une simplification des frontières organisationnelles et la résolution de problèmes de ligne de démarcation.

A et B. Refonte du NERC

Les changements organisationnels profonds intervenus dans l'industrie de l'électricité nord-américaine au cours de la dernière décennie ont déjà imposé des changements majeurs dans la nature du NERC en tant qu'organisation. Toutefois, le processus est loin d'être achevé. D'autres changements importants sont nécessaires, comme le passage aux normes exécutoires, le développement d'une capacité de surveillance efficace et l'adoption d'un mode de financement ne dépendant pas de l'industrie. Ces changements auraient pour effet de renforcer le NERC en tant qu'organisme. Par contre, pour répondre correctement à des impératifs de politique gouvernementale, ce renforcement des compétences du NERC devra être compensé par une surveillance accrue du gouvernement, des critères plus précis pour juger de la performance du NERC en tant qu'organisme et plus de transparence en ce qui concerne les activités de son équipe de cadres supérieurs (y compris le conseil d'administration) et le mode de sélection de ces personnes. Les organismes gouvernementaux concernés doivent commander ensemble un examen indépendant de ces questions et des questions connexes afin de pouvoir mieux prendre leurs décisions respectives.

C. Rôle des conseils de fiabilité régionaux

Les conseils de fiabilité régionaux d'Amérique du Nord sont devenus un ensemble disparate d'organismes dont les responsabilités, l'expertise, les rôles, la taille et les ressources diffèrent. Certains se sont transformés en EIR ou en ERT (ERCOT et SPP), certains desservent moins d'un seul état (FRCC et ERCOT) tandis que d'autres couvrent plusieurs états et provinces et ce, des deux côtés des frontières nationales (NPCC et WECC). Plusieurs dépassent la ligne de démarcation entre coordonnateurs de la fiabilité. Il est temps d'évaluer la taille et l'envergure appropriées d'un conseil régional, les tâches spécifiques qu'il doit exécuter et le niveau approprié de ressources, d'expertise et d'indépendance dont un conseil de fiabilité régional doit disposer pour pouvoir exécuter efficacement ces tâches. Cette évaluation doit aussi permettre de savoir si la constitution actuelle des conseils permet de répondre aux futurs besoins de fiabilité.

D. Modèle fonctionnel du NERC

Le passage à la concurrence dans les marchés d'électricité en vrac est allé de pair avec une diversité accrue des entités qui doivent être en conformité avec les normes de fiabilité. Plutôt que de résister à cette évolution ou de tenter de l'influencer, le NERC – au moyen du modèle fonctionnel – a cherché un moyen propre à maintenir la fiabilité dans pratiquement tout cadre institutionnel. Le modèle fonctionnel indique seize fonctions de base associées à l'exploitation des réseaux de production-transport d'électricité et au maintien de la fiabilité ainsi que les compétences qu'une organisation doit avoir pour remplir une fonction donnée. (Voir l'encadré du modèle fonctionnel cidessous.)

Le NERC reconnaît qu'il est plus coûteux de maintenir la fiabilité dans certains cadres d'exploitation que dans d'autres, mais il souligne que dans la mesure où des intervenants responsables s'occupent de chacune des fonctions et que les règles soient respectées, la fiabilité est préservée. Implicitement, cela signifie que les avantages et les inconvénients d'autres cadres institutionnels dans une région donnée – qui peuvent influer sur d'autres aspects des opérations du secteur de l'électricité que la fiabilité – sont des questions relevant des organismes gouvernementaux et non du NERC.

Un des principaux buts du modèle fonctionnel est de créer un véhicule permettant au NERC de savoir quelle entité est chargée d'exécuter chacune des fonctions dans chaque partie des trois interconnexions nord-américaines. Le NERC considère quatre des seize fonctions comme particulièrement essentielles à la fiabilité. Pour ces fonctions, il a l'intention, à la suite d'une demande de candidature, d'examiner les compétences de l'entité demandeuse et de certifier, s'il y a lieu, que cette entité a les compétences voulues pour exécuter la fonction considérée dans l'aire géographique spécifiée. Pour les douze autres fonctions, le NERC se propose d'« enregistrer » les entités comme responsables d'une fonction donnée dans une zone donnée, sur demande.

Les seize fonctions sont actuellement exécutées dans diverses mesures, par une entité ou une autre, dans toutes les parties de l'Amérique du Nord. Il est fréquent qu'une entité exécute une combinaison de fonctions, mais les fonctions sont regroupées et accomplies de manière très diverse d'une région à une autre. On ne sait pas si toutes les organisations qui exécutent les quatre fonctions cruciales répondent aux exigences du NERC en matière d'accréditation, mais la méthode proposée permet d'identifier toute faiblesse à corriger.

À présent, après un long débat, le modèle fonctionnel paraît avoir gagné un appui généralisé mais prudent des diverses factions de l'industrie, alors que les organismes de réglementation ne se sont pas engagés. Dans certaines parties de l'Amérique du Nord, comme dans le Nord-Est, de grandes organisations régionales seront probablement accréditées pour exécuter les quatre fonctions cruciales dans leur zone respective. Dans d'autres zones, les compétences peuvent être moins concentrées et la structure institutionnelle peut rester plus complexe.

En collaboration avec le NERC et l'industrie, la FERC et les autorités compétentes du Canada doivent examiner le modèle fonctionnel pour s'assurer que les hiérarchies et les entités d'exploitation facilitent plutôt qu'elles entravent la fiabilité et l'efficacité des opérations. Au minimum, l'examen doit indiquer les moyens d'éliminer les incitatifs commerciaux inopportuns poussant à conserver le statut de zone de contrôle et qui n'appuient pas les objectifs de fiabilité, aborder les problèmes opérationnels découlant de la fragmentation institutionnelle et fixer des exigences minimales à l'égard des compétences nécessaires à l'accréditation par le NERC dans des domaines tels que les suivants :

- centres de commande de secours entièrement opérationnels.
- cartes électroniques murales à l'échelle du réseau (ou plus) ou équivalents fonctionnels, avec sources de données indépendantes du système de gestion de l'énergie (SGE) principal de la zone.
- les outils d'exploitation en temps réel dont doit disposer l'opérateur, avec outils de secours. (Voir la recommandation 23 ci-dessous pour plus ample information sur les exigences minimales et les lignes directrices relatives aux outils d'exploitation en temps réel.)
- exigences SCADA et SGE, y compris les ressources de secours.
- des programmes de formation destinés à tout le personnel qui a accès à un centre de commande ou qui est chargé de superviser des activités d'exploitation d'un tel centre. (Voir la recommandation 20 pour plus ample information sur le point de vue du Groupe de travail à l'égard de la formation et des exigences d'accréditation.)
- exigences d'accréditation pour les directeurs et le personnel des centres de commande.

Les seize fonctions du modèle fonctionnel du NERC

- **Fiabilité d'exploitation**
- **Planification de la fiabilité**
- **Équilibrage** (production et demande)
- **Échange**
- Service de transport
- Propriété du transport
- Activités de transport
- Planification du transport
- Planification des ressources
- Distribution
- Propriété des génératrices
- Exploitation des génératrices
- Fourniture de charges
- Achat et vente
- Élaboration des normes
- Surveillance de la conformité.

Le NERC considère les quatre fonctions indiquées en gras ci-dessus comme particulièrement cruciales à la fiabilité. En conséquence, il se propose d'accréditer les candidats qui peuvent prouver qu'ils ont les compétences nécessaires à l'exécution de ces fonctions. L'autorité de fiabilité d'exploitation correspondrait au coordonnateur de la fiabilité actuel et l'autorité d'équilibrage, à l'exploitant de zone de contrôle actuel.

E. Désignation de nouvelles zones de contrôle

Des changements importants apportés aux exigences fonctionnelles minimales relatives aux zones de contrôle (autorités d'équilibrage dans le modèle fonctionnel) peuvent résulter de l'examen dont il est question plus haut. En conséquence, le Groupe de travail recommande que les autorités de réglementation exigent du NERC et des conseils régionaux qu'ils n'accréditent aucune nouvelle zone de contrôle (ou sous-zone de contrôle) avant que les organismes compétents aient approuvé les exigences fonctionnelles minimales relatives à ces entités, sauf si le postulant prouve qu'une telle accréditation améliorerait considérablement la fiabilité.

F. Problèmes de ligne de démarcation et exigences fonctionnelles minimum

Plusieurs observateurs croient que certaines régions des États-Unis comportent trop de zones de contrôle qui exécutent une ou plusieurs des quatre fonctions de fiabilité essentielles. Dans bien des cas, ces entités n'existent qu'en raison des avantages commerciaux associés à certaines fonctions. La fragmentation institutionnelle et la décentralisation des centres de commande consécutives conduisent à un plus grand nombre de contacts d'exploitation et de lignes de démarcation, à des exigences de coordination complexes, au décalage de zones de contrôle par rapport à d'autres lignes de démarcation ou hiérarchies d'exploitation, à des pratiques ou à des outils incompatibles et à des exigences accrues de surveillance de conformité. Ces conséquences nuisent à l'efficacité et à la fiabilité d'exploitation du réseau.

Comme il est indiqué plus haut (encadré, p. 15), MISO, en tant que coordonnateur de la fiabilité pour sa région, a la responsabilité de traiter avec 37 zones de contrôle, tandis que PJM en couvre à présent 9, ISO-New England en a 2, et l'EIR à New York, l'IMO en Ontario, l'ERCOT au Texas et Trans-Énergie au Québec sont eux-mêmes les exploitants responsables d'une zone de contrôle dans leur vaste territoire respectif. De plus, il n'est pas évident que les petites zones de contrôle ont les moyens financiers de fournir les installations et les services nécessaires à l'exécution des fonctions de contrôle au niveau nécessaire pour maintenir la fiabilité. C'est aussi le cas des quatre types d'entité que le NERC se propose d'accréditer dans le cadre du modèle fonctionnel (c.-à-d., l'autorité de fiabilité, l'autorité de planification, l'autorité d'équilibrage et l'autorité des échanges).

À long terme, les organismes de réglementation doivent continuer à chercher des moyens de s'assurer que les cadres d'exploitation régionaux qui découlent de l'application du modèle fonctionnel favorisent des opérations fiables. Tout cadre d'exploitation implique un certain nombre de compromis, mais en tant qu'objectif d'intérêt public d'importance vitale, la fiabilité devrait être un critère essentiel de sa conception.

4. Préciser que les dépenses et les investissements prudemment engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité (y compris les investissements dans les nouvelles technologies) pourront être recouvrés au moyen d'un relèvement des tarifs de transport. [9]

La FERC et les autorités compétentes du Canada doivent préciser que les dépenses et les investissements prudents consentis par les entreprises réglementées pour maintenir ou améliorer la fiabilité de leur réseau de production-transport d'électricité peuvent être recouvrés au moyen d'une majoration des tarifs de transport.

Aux États-Unis, la FERC et le DOE doivent collaborer avec les organismes de réglementation des États pour identifier et régler les questions relatives au recouvrement des coûts et des investissements consentis pour la fiabilité, au moyen d'un relèvement des tarifs de vente au détail.

Les entreprises n'engageront pas les dépenses et les investissements nécessaires pour maintenir ou améliorer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité sans assurance crédible qu'elles pourront recouvrer leurs frais. Au Canada, les autorités compétentes doivent déterminer si de semblables efforts sont justifiés.

5. Suivre l'application des mesures recommandées pour améliorer la fiabilité.[10]

Dans ses exigences émises le 10 février 2004, le NERC annonce que lui-même et les conseils régionaux mettront en place un programme de documentation portant sur l'application des recommandations faites après la panne du 14 août et d'autres pannes antérieures, ainsi que sur les rapports du NERC et des régions sur les dérogations aux normes de fiabilité, les résultats des vérifications de la conformité et les leçons tirées des perturbations des réseaux. Les régions doivent fournir un rapport trimestriel au NERC.

En outre, le NERC a l'intention de créer une fonction de suivi de la performance en matière de fiabilité d'ici le 1er janvier 2005, afin d'évaluer les tendances en matière de rendement des réseaux de production-transport d'électricité et d'en faire rapport.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces mesures. Toutefois, nombre de ces recommandations s'adressent aux organismes publics ainsi qu'au NERC. En conséquence :

A. les organismes américains et canadiens compétents doivent coopérer pour établir des mécanismes de suivi et de communication au public des mesures de mise en œuvre prises dans leurs zones de responsabilité respectives.

B. le NERC doit se baser sur les rapports trimestriels de ses conseils régionaux mentionnés ci-dessus pour préparer les rapports annuels à l'intention de la FERC, des autorités compétentes du Canada et du public sur le degré de conformité de l'industrie à ses recommandations et sur les grandes tendances en matière de fiabilité des réseaux électriques.

La panne du 14 août partage plusieurs facteurs déterminants avec les pannes antérieures de grande envergure, ce qui indique que les leçons tirées des pannes précédentes et les recommandations qui ont suivi n'ont pas été dûment appliquées, tout au moins dans certaines aires géographiques. En conséquence, les organismes gouvernementaux intéressés et le NERC doivent faire tous les efforts nécessaires, chacun de son côté et ensemble, pour assurer le suivi de la mise en application des recommandations des gouvernements et du secteur de l'électricité. Le WECC et le NPCC ont déjà mis sur pied des programmes qui pourraient servir de modèles pour le suivi de la mise en application des recommandations.

6. La FERC ne doit pas approuver le fonctionnement de nouveaux ERT ou EIR tant qu'ils ne répondent pas aux exigences fonctionnelles minimum visant les coordonnateurs de la fiabilité.

Les événements du 14 août ont confirmé que MISO n'avait pas encore toutes les capacités fonctionnelles nécessaires pour remplir ses responsabilités de coordonnateur de la fiabilité dans la vaste région qu'il dessert. La FERC doit s'assurer que toutes les capacités vitales sont fonctionnelles avant d'autoriser la mise en exploitation d'un nouvel ERT ou EIR.

7. Exiger que toutes les entités du réseau de production-transport d'électricité soient membres du conseil de fiabilité régional dans le terrioire duquel elles fonctionnent. [11]

Le Groupe de travail recommande que la FERC et les autorités compétentes du Canada aient le pouvoir, par législation s'il le faut, d'exiger de toutes les entités qui faisant partie d'un réseau de production-transport d'électricité qu'elles certifient être membres du conseil de fiabilité régional pour toutes les régions du NERC dans lesquelles elles fonctionnent.

Cette exigence est importante pour s'assurer que toutes les parties visées sont soumises aux normes, aux politiques, etc. du NERC, dans toutes les régions du NERC où elles exploitent des installations ou offrent des services. La prise de mesures par le Congrès ou les

corps législatifs du Canada peut se révéler nécessaire pour procurer les pouvoirs suffisants.

8. Protéger contre les poursuites ou les représailles les exploitants qui font du délestage en vertu des lignes directrices approuvées. [12]

Les corps législatifs et les organismes de réglementation doivent : 1) proclamer que les exploitants (organisations ou personnes) qui font du délestage conformément aux lignes directrices d'exploitation ne peuvent faire l'objet de poursuites en responsabilité civile; et 2) déclarer publiquement que les mesures de délestage prises en vertu de ces lignes directrices ne peuvent constituer une faute de l'exploitant.

Des mesures de délestage rapides et suffisantes auraient permis d'empêcher la propagation de la panne du 14 août au-delà du nord de l'Ohio. Le NERC prescrit à tous les conseils régionaux d'Amérique du Nord d'examiner l'applicabilité des plans de délestage en sous-tension et d'appuyer l'établissement de telles capacités là où elles seraient avantageuses. Toutefois, les organisations et les exploitants peuvent hésiter à appliquer ces mesures dans les circonstances appropriées s'ils n'ont pas l'assurance qu'ils ne pourront faire l'objet de poursuites en responsabilité civile ou d'autres représailles sous réserve qu'ils interviennent en vertu des lignes directrices préalablement approuvées.

9. Intégrer la notion d'« incidence sur la fiabilité » au processus de prise de décision de réglementation. [13]

Le Groupe de travail recommande que la FERC, les autorités compétentes du Canada et les organismes de réglementation des États, tiennent formellement compte de l'incidence sur la fiabilité dans le processus de prise de décision réglementaire, pour s'assurer que leurs interventions ou initiatives améliorent ou du moins ne compromettent pas la fiabilité.

Les interventions réglementaires peuvent avoir des effets secondaires imprévus. Par exemple, dans l'étude des propositions de fusion d'entreprises de services publics, la FERC se concentre sur les questions d'ordre financier et tarifaire plutôt que sur les implications de la fusion sur la fiabilité. Pour réduire au minimum les effets néfastes sur la fiabilité et améliorer la fiabilité, le cas échéant, le Groupe de travail recommande que les organismes de réglementation intègrent un principe formel d'incidence sur la fiabilité dans leur processus décisionnel. Toutefois, ils doivent prendre garde d'utiliser la présumée incidence sur la fiabilité comme prétexte pour favoriser un comportement anticoncurrentiel ou discriminatoire.

10. Établir une source indépendante de renseignements sur le rendement de la fiabilité. [14]

L'administration de l'information sur l'énergie (EIA) du département américain de l'Énergie (DOE), en collaboration avec d'autres organismes et sources de données (FERC, organismes gouvernementaux canadiens appropriés, NERC, ERT, exploitants indépendants de réseaux (EIR), conseils régionaux, exploitants de ligne de transport et producteurs d'électricité) doit établir des définitions et des normes de collecte de renseignements communes. S'il est possible de trouver les ressources nécessaires, l'EIA doit élargir ses activités courantes pour y ajouter l'information sur les performances en matière de fiabilité.

Les responsables de l'élaboration des politiques sur l'énergie et une multitude de décideurs en matière de l'économie ont besoin de renseignements objectifs et concrets sur les tendances générales en matière de performance fiabilité. L'EIA et les autres organisations indiquées ci-dessus doivent découvrir les lacunes dans les activités de collecte de données fédérales portant sur le rendement et les caractéristiques matérielles de la fiabilité. Elles doivent élaborer des plans pour corriger ces lacunes et déterminer les ressources nécessaires. Après avoir acquis ces ressources, l'EIA doit publier des documents sur les tendances, profils, coûts, etc. liés aux performances en matière de fiabilité.

11. Définir les exigences relatives à la collecte et à la communication des données nécessaires aux analyses après panne.

La FERC et les autorités compétentes canadiennes doivent exiger que les producteurs d'électricité, les propriétaires de lignes de transport et les autres entités intéressées collectent et communiquent dans des rapports les données pouvant être nécessaires à l'analyse des pannes de courant et autres perturbations du réseau électrique.

L'équipe d'enquête a découvert que certaines données nécessaires à l'analyse de la panne du 14 août n'avaient pas été collectées au moment des événements et qu'elles ne pouvaient donc pas lui être communiquées. D'autres données, qui ont été communiquées, l'ont été dans des définitions et des formats incompatibles. En conséquence, il y a des aspects de la panne, particulièrement concernant l'évolution de la cascade, qui ne seront peut-être jamais intégralement expliqués. La FERC, l'EIA et les autorités compétentes canadiennes devraient collaborer avec le NERC, les membres clés de l'équipe d'enquête et les intervenants du secteur pour relever les insuffisances d'information, adopter des définitions communes et fixer les exigences visant la présentation des informations.

12. Commander une étude indépendante sur les rapports entre la restructuration de l'industrie, la concurrence et la fiabilité. [15]

Le département américain de l'Énergie et Ressources naturelles Canada doivent commander ensemble une étude indépendante sur les liens existant entre la restructuration de l'industrie, la concurrence dans les marchés de l'énergie et la fiabilité du réseau global ainsi que sur la façon dont ces liens doivent être gérés pour servir au mieux les intérêts publics.

Certains des participants aux assemblées publiques tenues à Cleveland, à New York et à Toronto pour étudier le *Rapport provisoire* du Groupe de travail ont exprimé l'opinion que la restructuration des marchés de l'électricité à la faveur de la concurrence dans de nombreuses régions a par elle-même accru les probabilités d'interruptions d'alimentation majeures. Certains de ces commentateurs font valoir que le réseau de transport sert maintenant à transporter le courant sur des distances et en quantités qui n'avaient pas été envisagées au moment de la conception du réseau, et que ce décalage fonctionnel a entraîné des risques considérables, qui ont été sous-estimés. Certains commentateurs sont même d'avis que la restructuration a été une cause prépondérante de la panne du 14 août.

Le Groupe de travail est convaincu que le *Rapport provisoire* a relevé avec justesse les principales causes directes de la panne. Il est également convaincu que si les exigences de fiabilité avaient été respectées, les perturbations survenues dans le nord de l'Ohio qui ont conduit le 14 août à la grande panne ne seraient tout simplement pas produites ou elles auraient été contenues dans la zone de contrôle de FE.

Néanmoins, comme il est exposé au début du présent chapitre, la relation entre la concurrence dans les marchés de l'électricité et la fiabilité est à la fois importante et complexe. La gestion prudente encadrée par des règles judicieuses est essentielle pour atteindre les objectifs des politiques publiques de prix raisonnable de l'électricité et de fiabilité élevée. Au stade d'évolution actuel de ces marchés, il serait utile pour le DOE et pour Ressources naturelles Canada (en collaboration avec la FERC et le Conseil canadien des ministres de l'énergie) de commander une étude indépendante d'experts afin d'obtenir des conseils sur la façon d'atteindre et de maintenir un sain équilibre sur ce plan important.

Entre autres, cette étude doit prendre en compte les facteurs importants suivants :

- historique et prévisions de croissance des charges.
- emplacement des nouvelles installations de production par rapport aux anciennes et aux charges.
- contraintes de zonage et problèmes de voisinage (« Pas de ça chez moi ») dans le choix d'emplacement des installations de production et de transport.
- insuffisance de nouveaux investissements dans les lignes de transport et ses causes.
- comparaisons régionales de l'incidence qu'a la concurrence dans le marché de vente en vrac d'électricité sur la performance de fiabilité et sur les investissements consentis pour la fiabilité et le transport.
- préférences du monde des finances et leurs effets sur les profils d'investissement de capitaux.
- problèmes de domaine de compétence entre le gouvernement fédéral et les États
- effets de la fixation par les États d'un tarif plafond pour la vente d'électricité au détail
- incidences d'une infrastructure de transport réduite sur les coûts de l'énergie, la congestion dans le transport et la fiabilité
- tendances en matière de combustible de production d'électricité et des prix de l'électricité en vrac
- Tendances au chapitre des débits de puissance, des pertes de lignes, des niveaux de tension, etc.

13. Le département américain de l'Énergie doit développer ses programmes de recherche sur les outils et technologies relatifs à la fiabilité. [16]

Le DOE doit développer son ordre du jour de recherche et consulter fréquemment le Congrès américain, la FERC, le NERC, les organismes de réglementation des États, les autorités

canadiennes, les universités, et l'industrie pour la planification et l'exécution de cet ordre du jour.

Il faut investir davantage dans la recherche pour améliorer la fiabilité du réseau, en mettant l'accent sur l'augmentation des capacités et des outils de surveillance et de gestion du réseau. Les recherches sur les problèmes de fiabilité et sur les technologies connexes comportent un volet important d'intérêt public et le soutien gouvernemental est crucial. Le DOE dirige déjà de nombreux projets de recherche dans ce secteur, par le truchement de partenariats avec le secteur privé et de recherches en cours dans les laboratoires nationaux et les universités. Le leadership du DOE et la consultation fréquente avec les nombreux intervenants sont essentiels pour garantir l'octroi des rares fonds de recherche aux projets urgents, attirer les spécialistes de talent dans ces projets et améliorer la diffusion et l'application rapide des résultats de recherche.

Voici quelques domaines de recherche importants sur la fiabilité :

- Le développement d'applications pratiques en temps réel pour la surveillance réseau longue distance au moyen des mesures de phaseurs et d'autres instruments de mesure synchronisés, y compris d'applications après perturbations.
- Le développement et amélioration des techniques de modélisation et de simulation des imprévus, des pannes de courant et autres perturbations touchant le réseau électrique.
- L'étude des alternatives en matière de protection et de contrôle visant à ralentir ou à stopper la propagation d'une panne en cascade, dont les initiatives de réponses à la demande visant à ralentir ou à arrêter les affaissements de tension.
- La réévaluation des besoins de protection de l'équipement des producteurs d'électricité et des clients en fonction des phénomènes de tension et de fréquence qui se sont manifestés pendant la panne en cascade du 14 août 2003.
- L'étude de la protection et du contrôle des unités de production d'électricité, y compris la possibilité de protection de surfréquence en plusieurs étapes et ses effets possibles sur la stabilité du système pendant les perturbations de grande ampleur.
- L'élaboration de lignes directrices concrètes sur les facteurs humains pour les centres de contrôle de réseau d'électricité.
- L'étude des obstacles nuisant au déploiement économique de capacité de réponse à la demande et de production d'énergie répartie.
- L'étude de nouvelles approches pour surveiller la gestion de la végétation dans les emprises.
- L'étude du contrôle de la circulation aérienne, de l'industrie du transport aérien et d'autres industries connexes à la recherche de méthodes et d'idées pouvant permettre de réduire la vulnérabilité de l'industrie de l'électricité et des ses gestionnaires de la fiabilité à l'erreur humaine.
- Il convient de favoriser les recherches coopératives et complémentaires et le financement entre les nations et entre les secteurs public et privé.

14. Établir un cadre permanent pour la conduite des enquêtes futures sur les pannes et les perturbations. [17]

Les gouvernements américain, canadien et mexicain, en collaboration avec le NERC, doivent établir un cadre permanent d'enquête sur les pannes, les perturbations et autres incidents réseau importants.

Heureusement, les pannes d'envergure ne sont pas fréquentes, ce qui accroît l'importance d'étudier minutieusement ces événements pour acquérir le maximum de l'expérience. Dans les semaines qui ont suivi immédiatement le 14 août, des leçons importantes ont été apprises, non seulement au chapitre de la prévention de nouvelles pannes et de la réduction de l'envergure de ces pannes, mais aussi de la conduite d'enquêtes efficaces et fructueuses sur les futurs événements touchant le réseau électrique.

- fixer les critères servant à déterminer s'il y a lieu d'entreprendre une enquête.
- établir la composition d'un groupe de travail devant fournir les directives relatives à l'enquête. Le Groupe de travail serait international si l'incident déclencheur avait des conséquences internationales.
- prévoir les dispositions nécessaires à la coordination avec les gouvernements d'État et provinciaux, le NERC et autres entités compétentes.
- designer les organismes chargés d'émettre les directives concernant la conservation des dossiers, de fournir les données dans un délai spécifié à un entrepôt de données, d'effectuer les entrevues sur place avec le personnel des centres de commande, etc.
- exposer les lignes directrices en matière de confidentialité des données.
- définir les types de compétences vraisemblablement nécessaires à l'équipe d'enquête.

Groupe II. Appui et renforcement des mesures du NERC du 10 février 2004

Le 10 février 2004, après avoir étudié les résultats de l'enquête du Groupe de travail sur la panne du 14 août 2003, le Conseil du NERC a approuvé un ensemble de mesures, de stratégies et d'initiatives techniques destiné à protéger la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité nord-américain. (Le texte intégral du Conseil daté du 10 février est présenté à l'annexe D.) Dans l'ensemble, le Groupe de travail appuie énergiquement les mesures et les initiatives du NERC. Dans certains cas, le Groupe de travail préconise des mesures supplémentaires, comme l'indiquent les 17 prochaines recommandations. Ici aussi, les recommandations les plus importantes sont présentées les premières, dans des encadrés tramés.

15. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003. [18]

Le NERC a joué un rôle important dans l'enquête sur la panne faite par le Groupe de travail. Après avoir pris connaissance des résultats de l'enquête, il a émis des directives le 10 février 2004 à l'intention de FirstEnergy, de MISO et de PJM, leur demandant d'appliquer un ensemble de mesures correctives au plus tard le 30 juin 2004, afin de combler les lacunes ayant été jugées déterminantes dans la panne du 14 août 2003. (Pour connaître le détail des mesures exigées par le NERC, voir l'annexe D.)

Le Groupe de travail appuie énergiquement les exigences à court terme du NERC. Il recommande l'adjonction d'exigences visant ECAR et plusieurs autres éléments, énoncés ci-dessous.

A. Mesures correctives à prendre par FirstEnergy au plus tard le 30 juin 2004

Le texte intégral des mesures correctives que le NERC a demandé à FirstEnergy (FE) d'avoir appliquées au plus tard le 30 juin figure à l'annexe D. Le Groupe de travail recommande l'ajout de certains éléments à ces exigences, énoncés ci-dessous.

1. Examen des autres zones de service de FE

Au cours de son enquête, le Groupe de travail a découvert de graves lacunes relatives aux critères de puissance réactive et d'exploitation dans la région de Cleveland-Akron.

Le NERC :

Indique les mesures nécessaires destinées à assurer la fiabilité du réseau de FE et à éliminer les risques excessifs pour les réseaux voisins. Toutefois, l'enquête sur la panne n'a pas examiné les conditions des zones de service FE dans les autres États.

Le Groupe de travail :

Recommande que le NERC demande à FE d'examiner l'ensemble de son territoire de desserte, dans tous les États, pour déterminer si de semblables vulnérabilités existent et si elles exigent de promptes interventions. Cet examen devra être achevé au plus tard le 30 juin 2004 et les résultats transmis à la FERC, au NERC, et aux organismes de réglementation des services publics d'électricité dans les États touchés.

2. Critère de tension provisoire

Le NERC :

Exige que FE, suivant une étude commandée par la FERC le 24 décembre 2003[19] ou dans le cadre de cette étude, établisse les tensions minimales admissibles propres à l'emplacement pour toutes les barres omnibus de lignes à 345 kV et à 138 kV et de tous les postes de production à l'intérieur de la zone de contrôle de FE (y compris les usines commerciales). De plus, FE doit établir les réserves minimales de puissance réactive dynamique qui doivent être maintenues localement pour s'assurer que les tensions minimales sont assurées à la suite d'incidents étudiés conformément au Document 1 de l'ECAR.[20] Les critères et les exigences de tension minimale doivent être conformes aux critères de planification du NERC, y compris à ceux qui sont énoncés dans la table 1A, la catégorie C3 et la politique d'exploitation 2.[21]

Le Groupe de travail :

Recommande que le NERC affecte une équipe, complétée par des représentants de la FERC et de la Ohio Public Utility Commission, qui examinera et approuvera tous ces critères.

3. Mesures à prendre par FE conformément à l'étude commandée par la FERC

Le NERC :

Exige qu'une fois terminée l'étude commandée par la FERC, FE adopte les critères de planification et d'exploitation établis comme suite de l'étude et mette à jour les critères et procédures d'exploitation destinés à ses opérateurs de réseau. Si l'étude démontre la nécessité du renforcement du réseau, FE devra dresser

le plan d'établissement d'un tel renforcement le plus tôt possible dans la mesure du réalisable et définir les procédures opérationnelles ou autres programmes d'allégement permettant de maintenir l'état de fonctionnement sûr jusqu'au moment où les renforcements nécessaires du réseau pourront être mis en œuvre.

Le Groupe de travail :

Recommande qu'une équipe constituée par le NERC et complétée par des représentants de la FERC et de la Ohio Public Utility Commission examine et approuve ce plan.

4. Ressources de puissance réactive

Le NERC :

Exige que FE inspecte toutes les ressources de puissance réactive, y compris les génératrices, et s'assure qu'elles sont toutes intégralement opérationnelles. En outre, FE doit vérifier qu'aucun condensateur installé n'a de fusible grillé et qu'au moins 98 % des condensateurs installés de 69 kV et plus sont en service et disponibles au cours de l'été 2004.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger aussi que FE confirme que tous les producteurs d'électricité de sa zone qui ne sont pas des entreprises de service public, ont signé des contrats de vente de production les engageant à produire une puissance réactive accrue ou maximale à la demande de FE ou de MISO. De tels contrats doivent prévoir la compensation du producteur privé pour les pertes de revenus correspondant à la réduction des ventes de puissance réelle en raison de l'augmentation de la production de puissance réactive.

5. Préparation opérationnelle et plan d'action

Le NERC :

Exige que FE rédige et présente à l'ECAR un état de préparation opérationnelle et un plan d'action visant à garantir la sécurité du réseau et la conformité intégrale aux critères de planification et d'exploitation du NERC, y compris au Document 1 de l'ECAR.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que des copies de ce plan soient fournies à la FERC, au DOE, à la Ohio Public Utility Commission, et aux commissions d'électricité des états où FE est présent. Le Groupe de travail recommande aussi que le NERC exige que FE invite ses partenaires d'exploitation du réseau – zones de contrôle adjacentes à celle de FE, ainsi que MISO, ECAR et PJM – à participer à l'établissement du plan et qu'ils conviennent d'en appliquer tous les aspects pouvant toucher leurs opérations et leurs réseaux respectifs.

6. Ressources d'intervention en cas d'urgence

Le NERC :

Exige que FE ait la capacité de réduire de 1 500 MW la charge imposée à la région de Cleveland-Akron dans les dix minutes suivant une directive à cet effet émise par MISO ou par l'opérateur de réseau FE. Cette capacité peut être assurée par délestage automatique ou manuel, réduction de tension, gestion de charge commerciale ou résidentielle ou par tout autre moyen ou combinaison de moyens permettant de diminuer la tension de 1 500 MW en dix minutes sans nuire aux autres systèmes interconnectés. La capacité de réduction de charge requise peut être réduite à la valeur que l'étude commandée par la FERC aura indiquée comme étant suffisante en cas de situation grave, *et* sous réserve de l'approbation par l'ECAR et par le NERC.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger l'approbation par MISO de toute modification de la capacité de réduction de charge requise. Il recommande aussi que le NERC exige que FE fasse part de son plan de réduction de charge à la Ohio Public Utilities Commission et qu'il en communique le contenu et les conséquences possibles à toutes les collectivités des zones touchées.

7. Plan d'intervention d'urgence

Le NERC :

Exige que FE élabore un plan d'intervention d'urgence, comprenant des plans de déploiement des capacités de réduction de charge indiquées ci-dessus. Le plan doit indiquer les critères de déclaration d'urgence et des divers états d'urgence. Il doit exposer les procédures de fonctionnement détaillées et les protocoles de communication indiquant toutes les entités pertinentes dont MISO, FE, les opérateurs et les intervenants du marché dans le secteur de FE qui sont en mesure de déplacer la production ou de délester des charges sur ordre des opérateurs de réseau FE. Le plan doit comprendre les procédures de rétablissement de charge après déclaration de fin d'état de fonctionnement d'urgence du réseau.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que FE offre à ses partenaires d'exploitation du réseau – c.-à-d., zones de contrôle voisines ainsi que MISO, ECAR et PJM – l'occasion de contribuer à l'établissement du plan et d'en accepter les dispositions principales.

8. Communication des opérateurs

Le NERC :

Exige que FE élabore des procédures destinées à son personnel d'exploitation, portant sur les communications internes de FE et sur les communications avec MISO, les réseaux voisins et autres. Les procédures et l'environnement d'exploitation du centre de conduite du réseau FE doivent permettre au personnel de se concentrer sur la fiabilité de fonctionnement du réseau et éliminer les risques de distractions telles que les appels de clients et d'autres personnes n'ayant aucune responsabilité à l'égard d'une partie du réseau de transport.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que ces procédures soient communiquées aux zones de contrôle voisines ainsi qu'à MISO, à ECAR, à PJM et aux autres partenaires d'exploitation du réseau touchés, que ces derniers acceptent les procédures et que celles-ci soit testées dans des exercices conjoints.

9. Outils de surveillance de la fiabilité et de gestion de réseau

Le NERC :

Exige que FE s'assure que ses fonctions d'estimation d'état et d'analyse des événements en temps réel sont aptes à exécuter l'analyse complète des événements automatiquement, toutes les dix minutes et avec fiabilité, ou sur demande, et d'alerter les opérateurs de tout incident constituant un possible écart de premier niveau d'urgence.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger aussi que FE s'assure que sa fonction de soutien à la technologie de l'information ne modifie pas l'efficacité des outils de surveillance de la fiabilité ou de gestion à l'insu et sans l'accord des techniciens d'exploitation du réseau.

10. Mise à niveau du système GE XA21 et passage au nouveau système de gestion de l'énergie

Le NERC :

Exige que jusqu'à ce que le système actuel de contrôle de l'énergie soit remplacé, FE applique tous les correctifs courants connus à son système GE XA21 nécessaires pour assurer la fiabilité et la stabilité des fonctions de fiabilité essentielles, et particulièrement pour corriger la défaillance du processeur d'alarmes qui s'est produite le 14 août 2003.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que FE prépare et teste le passage à son nouveau système de gestion de l'énergie pour s'assurer que le système fonctionne efficacement, que le passage se fait en douceur, que les opérateurs du système sont dûment formés et que tous les partenaires d'exploitation sont au courant du passage au nouveau système.

11. Formation des opérateurs sur les interventions en cas d'urgence

Le NERC :

Exige que les coordonnateurs de la fiabilité, les zones de contrôle et les exploitants de lignes de transport offrent tous au moins cinq jours de formation et d'exercices, sous forme de simulations réalistes de situations d'urgence, à chaque employé dont les fonctions touchent à l'exploitation en temps réel ou à la surveillance de la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité. Cette formation sur les situations d'urgence est un complément des autres besoins de formation. L'expression « simulations réalistes » englobe divers outils et méthodes qui placent le personnel de l'exploitation dans des situations où il doit améliorer ses diagnostics et ses décisions et qui correspondent à peu près aux conditions prévues pendant un certain type d'urgence.

Le Groupe de travail :

Recommande, afin que puisse être dispensée une formation efficace avant le 30 juin 2004, que le NERC presse FE de demander l'assistance d'une autre zone de contrôle ou d'un autre coordonnateur de la fiabilité que l'on sait avoir un programme de formation de qualité (comme IMO ou ISO-New England), qui pourrait être adapté en fonction des particularités de FE et permettre de fournir la formation dans les meilleurs délais.

B. Mesures correctives à prendre par MISO au plus tard le 30 juin 2004

1. Outils de fiabilité

Le NERC :

Exige que MISO mette en œuvre et teste intégralement son processeur topologique de façon à fournir à son personnel d'exploitation la vue en temps réel de l'état du réseau, intégrant toutes les lignes de transport en service et toutes les génératrices faisant partie du réseau, de même que toutes les lignes de transport et génératrices essentielles des réseaux voisins. Des alarmes doivent être prévues pour avertir les opérateurs de toute panne de ligne de transport essentielle et de tout écart de tension. MISO doit établir un moyen d'échange d'information sur les pannes avec ses membres et avec les réseaux voisins de manière à ce que son système d'estimation d'état dispose de renseignements précis et actuels et fournisse les performances prévues dans les spécifications de conception. MISO doit mettre en œuvre et tester intégralement ses outils d'estimation d'état et d'analyse des événements en temps réel de façon à s'assurer qu'ils fonctionnent de manière fiable et automatiquement à intervalles d'au moins dix minutes. MISO doit fournir une capacité de secours pour toutes les fonctions essentielles à la fiabilité.

Le Groupe de travail :

Recommande que le NERC oblige MISO à s'assurer que son personnel de soutien des technologies de l'information ne modifie pas l'efficacité des outils de surveillance de la fiabilité ou de gestion à l'insu et sans l'accord des techniciens d'exploitation du réseau.

2. Ententes d'exploitation

Le NERC :

Exige que MISO réévalue les ententes d'exploitation conclues avec ses entités membres pour vérifier qu'elle a bien le pouvoir de s'attaquer aux problèmes d'exploitation, y compris de gérer la tension et la puissance réactive, de programmer les tensions, de déployer et de redistribuer les réserves de puissance réelle et réactive en cas d'urgence ainsi que de diriger les interventions d'urgence nécessaires, y compris le délestage.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que les inquiétudes ou les problèmes relatifs à ces questions d'exploitation soient soulevés dans les plus brefs délais et soumis à la FERC et aux membres de MISO pour résolution.

C. Mesures correctives à prendre par PJM au plus tard le 30 juin 2004

Le NERC :

Exige que PJM réévalue et améliore ses protocoles et procédures visant les communications avec les zones de contrôle voisines et les coordonnateurs de la fiabilité.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger l'uniformisation des définitions et de l'usage de la terminologie clé ainsi que la réduction des communications au strict minimum au cours des périodes de perturbations, d'alertes ou d'urgences. Le NERC doit aussi exiger que PJM, MISO et les autres entreprises membres dirigent une ou plusieurs séances conjointes d'exercices utilisant les nouvelles procédures de communications.

D. Recommandations du Groupe de travail relatives aux mesures correctives à prendre par l'ECAR au plus tard le 14 août 2004.

1. Modélisation et évaluations

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que l'ECAR réévalue les procédures, hypothèses, scénarios et données de modélisation qu'elle utilise pour évaluer les conditions saisonnières et extrêmes. L'ECAR doit engager des consultations auprès d'une équipe d'experts constituée par le NERC – complétée par des représentants de la FERC, du DOE, des commissions d'état intéressées et du MISO – afin d'élaborer de meilleurs scénarios et procédures de modélisation, puis soumettre ses évaluations ultérieures à l'examen de cette équipe.

2. Vérification des données et des hypothèses

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que l'ECAR réexamine toutes les données et toutes les hypothèses de ses modèles en les comparant aux capacités réelles des installations actuelles et qu'elle applique aux installations modélisées (par exemple pour les caractéristiques et valeurs nominales des lignes et la capacité de production de puissance réactive des génératrices) les données des évaluations et des études d'exploitation courantes.

3. Validité des données des membres

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que l'ECAR fasse une analyse comparative et un exercice d'échange des données pour s'assurer que ses membres utilisent des données exactes, uniformes et actuelles concernant les caractéristiques et les capacités des installations physiques, tant dans les évaluations saisonnières qu'à long terme et dans les études d'exploitation.

E. Recommandation du Groupe de travail relative aux mesures à prendre par d'autres organismes au plus tard le 30 juin 2004

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que chaque coordonnateur de la fiabilité, chaque conseil de fiabilité, chaque zone de contrôle et chaque entreprise de transport d'électricité d'Amérique du Nord non expressément mentionnés ci-dessus examinent les mesures exigées et déterminent s'ils disposent des installations de réseau, des procédures d'exploitation, des outils et des programmes de formation adéquats pour assurer la fiabilité des opérations au cours de l'été 2004. Si une entité quelconque croit que des améliorations sont nécessaires, elle doit immédiatement entreprendre les démarches nécessaires et en coordonner l'exécution, au besoin, avec ses voisins et partenaires.

Le Groupe de travail recommande aussi à la FERC et aux organismes gouvernementaux canadiens d'exiger que toutes les entités relevant de leurs compétences et qui utilisent des systèmes de gestion de l'énergie GE/Harris XA21 consultent le fournisseur et s'assurent de prendre les mesures nécessaires pour éviter toute répétition du défaut survenu dans le réseau de FE le 14 août.

16. Établir des normes exécutoires pour l'entretien des dégagements électriques dans les emprises. [22]

Le 10 février, le Conseil du NERC a prescrit au programme de conformité du NERC et aux conseils régionaux d'appliquer ensemble un programme de signalement des coupures de ligne survenant dans le réseau de production-transport d'électricité à la suite d'un contact avec la végétation. À la lumière des résultats de cette initiative, le NERC doit envisager l'établissement de normes de dégagement minimal des lignes visant à garantir la fiabilité du réseau.

Le Groupe de travail est d'avis que la situation exige des mesures plus vigoureuses. Le NERC doit collaborer avec la FERC, les autorités compétentes du Canada, les organismes de réglementation d'état, l'IEEE, les arboristes de services publics et autres experts des États-Unis et du Canada à l'élaboration de normes claires et non ambiguës visant le maintien de dégagements sûrs dans les emprises des lignes de transport ainsi que d'un mécanisme de contrôle du respect des normes prévoyant l'imposition de pénalités en cas de non-conformité.

La gestion inefficace de la végétation a été l'une des principales causes de la panne du 14 août 2003 et a aussi contribué à des pannes de grande envergure, dont celles de l'été 1996 dans l'Ouest des États-Unis. L'entretien des emprises des lignes de transport, qui comprend notamment le maintien de dégagements sécuritaires entre les lignes et la végétation, les structures anthropiques, les nids d'oiseau, etc., occasionne des coûts importants dans plusieurs régions de l'Amérique du Nord. Il s'agit cependant d'un investissement essentiel pour assurer la fiabilité des réseaux électriques. Le lecteur trouvera un exposé des problèmes courants relatifs aux programmes de gestion de la végétation des services publics dans le document intitulé *Utility Vegetation Management Final Report*, daté de mars 2004.[23]

Le NERC ne dispose présentement pas de normes d'entretien des emprises. Toutefois, il a des normes qui exigent que la tension nominale des lignes soit calculée de façon à maintenir un dégagement sécuritaire par rapport à toutes les obstructions. Les normes sur la tension nominale des lignes doivent être revues pour s'assurer qu'elles sont suffisamment claires et explicites. Aux États-Unis, les points du National Electrical Safety Code (NESC) spécifient les dégagements sécuritaires entre les conducteurs aériens et des objets ou d'autres obstructions situés au sol mais ces points sont susceptibles d'une vaste interprétation. Plusieurs états ont adopté leur propre code de sécurité électrique et des codes similaires semblables existent au Canada et dans ses provinces. Un mécanisme est nécessaire pour vérifier la conformité à ces exigences et imposer des pénalités en cas de non-conformité.

A. Normes exécutoires

Le NERC doit collaborer avec la FERC, les organismes gouvernementaux canadiens, les organismes de réglementation d'état, l'IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), les arboristes de services publics et autres experts des États-Unis et du Canada pour élaborer des normes claires et non ambiguës visant le maintien de dégagements sûrs des obstructions dans les emprises des lignes de transport et des procédures de contrôle de la conformité aux normes. Les gouvernements des États, des provinces et des municipalités doivent être libres de fixer des normes plus précises ou plus exigeantes s'ils le jugent nécessaire dans leur territoire.

B. Plan d'entretien des emprises

Le NERC doit exiger que chaque exploitant de ligne de transport à haute tension publie chaque année sur son site Web public un plan d'entretien des emprises et un rapport de ses activités d'entretien des emprises de l'année précédente. Le plan d'entretien des emprises doit indiquer la fréquence prévue des activités telles que l'élagage des arbres, les applications d'herbicide et les inspections des emprises, et le rapport doit préciser les dates de la dernière inspection des emprises d'un secteur donnée et des mesures correctives prises.

C. Exigence de signalement des pannes causées par des défauts à la terre dans les emprises

À compter du 31 mars 2004, le NERC doit exiger que chaque propriétaire/exploitant de lignes de transport soumette aux conseils régionaux un rapport trimestriel signalant toutes les coupures dues à un défaut à la terre, et leurs causes, des lignes à 115 kV et à tension supérieure de son territoire. Le défaut de signaler de telles coupures de lignes doit entraîner une pénalité appropriée. Chaque conseil régional doit compiler un rapport annuel détaillé sur les coupures de lignes causées par un défaut à la terre et sur leurs causes, survenues dans sa région de fiabilité et le présenter à la FERC, au NERC, au département américain de l'Énergie, aux autorités compétentes du Canada et aux organismes de réglementation des États au plus tard le 31 mars pour l'année précédente, le premier rapport annuel devant être soumis en mars 2005 pour l'année civile 2004.

D. Dans la mesure où ils sont engagés avec prudence, les frais relatifs à la gestion de la végétation avoisinant les lignes de transport pourront être récupérés au moyen de la majoration des tarifs d'électricité

Dans un grand nombre d'entreprises de services publics et dans de nombreux États, le niveau d'activité au titre des programmes de gestion de la végétation a varié considérablement d'une année à l'autre, en partie en raison du financement irrégulier et du soutien variable de la direction. Les gestionnaires de services publics et les organismes de réglementation doivent reconnaître l'importance d'une gestion de la végétation efficace pour la fiabilité du réseau de transport. Ils doivent aussi être conscients que des changements dans la gestion de la végétation peuvent être nécessaires pour répondre aux conditions météorologiques, aux infestations d'insectes et autres impondérables. Les programmes de gestion de la végétation à proximité des lignes de transport doivent faire l'objet d'un financement soutenu et d'une gestion proactive pour maintenir et améliorer la fiabilité du réseau.

17. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC. [24]

Le 10 février 2004, le Conseil du NERC a approuvé des directives aux conseils de fiabilité régionaux qui vont sensiblement renforcer le programme de respect de la conformité du NERC en vigueur. Le Groupe de travail appuie énergiquement ces directives, et recommande certaines autres mesures, énoncées ci-dessous.

A. Signalement des dérogations

Le NERC :

Exige que chaque conseil régional de la fiabilité signale au Conseil du NERC, dans le cadre du programme de respect de la conformité du NERC, toutes les dérogations significatives aux politiques d'exploitation, aux normes de planification et aux normes régionales, dans le mois suivant la dérogation, qu'elle ait été vérifiée ou qu'elle soit en cours d'enquête menée par le conseil régional. (Une dérogation significative est définie comme une dérogation pouvant directement nuire à l'intégrité des réseaux électriques interconnectés ou causer autrement des conditions défavorables pour les réseaux interconnectés.) En outre, chaque conseil régional de la fiabilité devra produire un rapport trimestriel à l'intention du NERC, dans le format prescrit par ce dernier, présentant toutes les dérogations aux normes du NERC et du conseil régional.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que les rapports trimestriels des conseils régionaux et les rapports sur les dérogations significatives soient déposés à titre de documents publics auprès de la FERC et des autorités compétentes du Canada, au moment où ils sont envoyés au NERC.

B. Mesures de mise en exécution à prendre par le Conseil du NERC

Le NERC :

Après avoir reçu les résultats d'enquête sur une dérogation significative, le conseil du NERC demandera à l'organisation fautive de corriger la situation dans un délai précis. Si le Conseil juge que l'organisation fautive ne donne pas suite à sa demande et continue de représenter un risque pour la fiabilité des réseaux interconnectés, il tentera de remédier à la situation en demandant l'aide nécessaire aux autorités compétentes des États-Unis et du Canada.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'informer les autorités fédérales, d'État ou provinciales des deux pays du résultat final de toutes les procédures de mise à exécution, et de le rendre public .

C. Dérogations lors de la panne du 14 août 2003

Le NERC :

L'équipe d'enquête sur la conformité et les normes publiera un rapport final en mars ou avril 2004 sur les dérogations aux normes du NERC et régionales survenues le 14 août. (Sept dérogations sont indiquées dans le présent rapport, pages 19-20, mais le NERC peut en avoir découvert d'autres.) Dans les trois mois suivant la publication du rapport, le NERC établira des recommandations visant l'amélioration du processus de conformité.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC de mettre ses recommandations à la disposition des autorités compétentes des États-Unis, du Canada, des provinces, des États et du public.

D. Critères de vérification de la conformité

Le NERC :

A établi des plans pour deux types de vérifications : les vérifications de la conformité et les vérifications de l'état de préparation. Les vérifications de la conformité permettent de déterminer si la documentation de l'entité concernée est conforme aux normes, aux politiques, etc., du NERC. Les vérifications de l'état de préparation permettent de savoir si l'entité a les capacités fonctionnelles nécessaires pour respecter les responsabilités qui lui incombent en matière de fiabilité. Dans les conditions approuvées par le Conseil du NERC, les vérifications d'état de préparation à exécuter d'ici le 30 juin 2004 porteront sur le respect des règles, politiques et normes courantes du NERC et des modèles de conformité du NERC. Les exigences visant les zones de contrôle seront fondées sur la procédure actuelle du NERC pour l'accréditation des zones de contrôle, et mises à jour lors de l'approbation de nouveaux critères.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC de collaborer avec la FERC, le DOE, les autorités compétentes du Canada et l'industrie pour former un groupe d'experts chargé de définir les critères de vérification (qui pourront être complétés par des critères régionaux au besoin) visant les coordonnateurs de la fiabilité et les quatre catégories d'entités qu'il est proposé d'accréditer dans le modèle fonctionnel du NERC. Ce groupe doit présenter son rapport au NERC et au public au plus tard le (date).

E. Normes de vérification et composition des équipes de vérification

Le NERC :

En vertu des conditions approuvées par le Conseil, la responsabilité principale des vérifications de la conformité incombe aux conseils régionaux, qui y procéderont sous la surveillance générale et avec la participation directe du personnel du programme de respect de la conformité du NERC. La FERC et les autres organismes de réglementation intéressés seront invités à participer aux vérifications, sous le même sceau de confidentialité que les membres de l'équipe.

Le Groupe de travail :

Recommande que chaque équipe comporte des spécialistes de la fiabilité du réseau électrique provenant de l'extérieur de la région soumise aux vérifications. En outre, certains des membres de l'équipe devraient être d'un autre secteur que celui de l'électricité, p. ex., des spécialistes en ingénierie et gestion de systèmes du secteur de l'énergie nucléaire, de la marine américaine, de l'industrie aérospatiale, du contrôle aérien ou d'un autre secteur ou organisme gouvernemental approprié. Pour améliorer l'objectivité et la cohérence des enquêtes et le rendement, les équipes formées par le NERC doivent réaliser ces vérifications de la conformité en

se fondant sur les critères fixés par le NERC (en tenant compte des variantes régionales si elles sont plus strictes), par opposition aux conseils régionaux qui utilisent des critères établis dans les régions.

F. Diffusion publique des rapports de vérification de la conformité

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que tous les rapports de vérification de la conformité soient accessibles au public, à l'exception des parties relatives à la sécurité physique et cybernétique selon des critères définis. Ces rapports devront établir une distinction claire entre une dérogation grave et une dérogation mineure aux normes de fiabilité ou à des exigences connexes.

18. Appuyer et renforcer le programme de vérification de l'état de préparation du NERC. [25]

Le 10 février 2004, le Conseil du NERC a approuvé la création d'un programme du NERC visant l'examen périodique de l'état de préparation en matière de fiabilité de tous les coordonnateurs de la fiabilité et de toutes les zones de contrôle. Le Groupe de travail appuie énergiquement cette mesure, et en recommande certaines autres, énoncées ci-dessous.

A. Vérifications d'état de préparation

Le NERC :

Dans ses directives du 10 février 2004, le NERC indique que, conjointement avec les conseils régionaux, il créera un programme de vérification de l'état de préparation en matière de fiabilité de tous les coordonnateurs de la fiabilité et de toutes les zones de contrôle, dans les trois prochaines années et, par la suite, suivant un cycle de trois ans. Les 20 vérifications prioritaires devront être terminées d'ici le 30 juin 2004 et mettre l'accent sur les lacunes découvertes dans l'enquête sur la panne du 14 août.

Le Groupe de travail :

Recommande que le reste de la première série de vérifications soit achevé d'ici deux ans, plutôt que trois, comme le prévoit le plan du NERC.

B. Diffusion publique des rapports de vérification d'état de préparation

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que tous les rapports de vérification d'état de préparation soient accessibles au public, à l'exception des parties relatives à la sécurité physique et cybernétique. En outre, les rapports devront être envoyés directement au département américain de l'Énergie, à la FERC, aux autorités compétentes du Canada et aux commissions d'État. Ces rapports devront établir une distinction claire entre une dérogation grave et une dérogation mineure aux normes de fiabilité ou à des exigences connexes.

19. Améliorer la formation à court et à long terme et les exigences d'accréditation des opérateurs, des coordonnateurs de la fiabilité, et du personnel de soutien opérationnel. [26]

Dans ses exigences du 10 février 2004, le NERC spécifie que tous les coordonnateurs de la fiabilité, toutes les zones de contrôle et tous les exploitants de lignes de transport doivent fournir à chaque membre du personnel chargé d'activités d'exploitation en temps réel ou de surveillance de la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité, au moins cinq jours par année de formation et d'exercices sous forme de simulations réalistes de situations d'urgence. Cette formation s'ajoute aux autres programmes de formation nécessaires. Cinq jours de formation et d'exercices pratiques en interventions d'urgence doivent avoir été dispensés au plus tard le 30 juin 2004.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces exigences à court terme. À long terme, il recommande que :

A. le NERC exige qu'un programme de formation soit dispensé au personnel de planification des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité, portant sur les caractéristiques du réseau d'électricité et sur les limites de charge, de puissance réactive et de tension, afin de leur permettre de définir les règles à suivre pour le personnel d'exploitation.

B. le NERC exige que les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité forment les opérateurs de systèmes, les techniciens de TI et leurs supérieurs de manière à ce qu'ils puissent reconnaître les activités anormales des systèmes automatisés et y réagir.

C. le NERC commande un rapport consultatif indépendant traitant des nombreuses questions concernant les programmes de formation et les exigences d'accréditation relatifs à la fiabilité.

Le Groupe de travail a remarqué au cours de son enquête que certains coordonnateurs de la fiabilité et opérateurs de zone de contrôle n'avaient pas reçu la formation leur permettant de reconnaître les situations d'urgence et d'y réagir. Les cas les plus notables avaient trait à l'absence de simulations réalistes et d'exercices dans la formation et le contrôle des compétences du personnel de l'exploitation. De telles simulations sont essentielles pour que les opérateurs et autres membres du personnel puissent réagir adéquatement en cas d'urgence. Cette carence de la formation a été l'une des causes de la méconnaissance de la situation et de l'absence de signalement d'une urgence le 14 août à un moment où l'intervention des opérateurs était toujours possible, avant le dérapage des événements.

Les centres de commande doivent demeurer fonctionnels dans un grand nombre d'éventualités de toutes sortes. Toute personne qui a accès à un centre de commande doit être formée de manière à comprendre les fonctions de base du centre ainsi que son rôle par rapport à celui des autres personnes se trouvant dans le centre, dans toutes les conditions. Le personnel des technologies de l'information (TI), plus particulièrement, doit parfaitement comprendre les besoins d'information des opérateurs de réseau dans diverses conditions.

Au cours de ses visites, l'équipe d'enquête du Groupe de travail a remarqué que les zones de contrôle et les entreprises de services publics comptent de plus en plus sur des systèmes automatisés pour l'exécution de mesures, la production de rapports et la modification de paramètres de fonctionnement visant une vaste gamme de processus physiques liés à l'exploitation du service public.[27] Tout porte à croire que cette tendance va s'intensifier avec le temps. Si ces systèmes permettent d'atteindre des objectifs d'efficacité opérationnelle importants, leurs défaillances pourraient provoquer ou contribuer à provoquer des pannes d'électricité, comme l'ont démontré les défauts des systèmes d'alarme à FirstEnergy et la désactivation de l'estimateur d'état à MISO.

Les opérateurs de réseau doivent être formés pour mieux reconnaître les problèmes de sécurité et d'automatisation et y réagir plus efficacement et leurs compétences doivent être renforcées au moyen d'exercices périodiques. De la même manière, les techniciens de TI doivent être mieux former afin de bien comprendre les besoins des opérateurs de réseau en cas d'incident de sécurité et de TI et de pouvoir répondre à ces besoins.

Les exigences à court terme du NERC en matière de formation sur la préparation aux situations d'urgence sont exposées plus haut. À long terme, la formation relative aux urgences doit être entièrement intégrée aux programmes de formation plus généraux exigés pour tous les planificateurs de système, opérateurs de réseau, leurs supérieurs et les autres membres du personnel de soutien du centre de commande.

Rapport consultatif d'un groupe indépendant sur les programmes de formation et les exigences d'accréditation

Le Groupe de travail recommande au NERC de mandater un groupe consultatif indépendant d'experts pour concevoir et proposer, sous la surveillance de la FERC et des autorités canadiennes compétentes, des programmes de formation et des procédures d'accréditation minimum destinés aux cadres et au personnel fonctionnel des salles de commande de l'industrie. Ce groupe consultatif doit être composé d'experts d'organismes de l'industrie de l'électricité ayant de remarquables programmes de formation, d'universités et d'autres secteurs qui exploitent de grands réseaux et ont des programmes de formation centrés sur la sécurité ou la fiabilité. (L'Institute of Nuclear Power Operations (INPO), par exemple, dispense de la formation et des services relatifs à la sécurité aux opérateurs de centrales nucléaires américaines et d'autres pays.). Le rapport du groupe doit exposer des lignes directrices touchant des questions telles que les suivantes :

- le contenu des programmes pour stagiaires
- le contenu des programmes pour les opérateurs en fonction et autres catégories d'employés
- le contenu des programmes d'éducation permanente et partie du temps de l'employé consacrée à la formation continue
- les aptitudes nécessaires aux opérateurs en plus des connaissances théoriques, « sur papier» et pratiques – c.-à-d. pouvant confirmer qu'une personne est en mesure de faire face aux situations imprévues ou d'urgence
- la formation sur place plutôt que par des tiers extérieurs à l'entreprise
- l'accréditation périodique des programmes de formation

- l'autorité d'accréditation du personnel formé. Qui?
- les critères d'établissement des échelons ou niveaux de qualification des opérateurs, du premier niveau au niveau de superviseur ou de directeur, fondés sur les études, la formation et l'expérience.

Le rapport consultatif doit être livré au plus tard le 31 mars 2005. La FERC et les autorités canadiennes, en collaboration avec le NERC et autres organismes, doivent évaluer le report et prendre les résultats en compte dans l'établissement des exigences minimales de formation et d'accréditation visant les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.

20. Établir une définition claire de l'état de fonctionnement normal, d'alerte et d'urgence du réseau. Préciser les rôles, responsabilités, et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle dans chacune des conditions. [28]

Le NERC doit définir clairement, au plus tard le 30 juin 2004, les états de fonctionnement normal, d'alerte et d'urgence du réseau et préciser les fonctions des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle ainsi que les capacités et le pouvoir dont ils doivent disposer dans chacun de ces états de fonctionnement.

Les opérateurs de réseau ont besoin d'une définition commune des conditions normales, d'alerte et d'urgence pour pouvoir réagir aux changements d'état du système de façon appropriée et prévisible. Le 14 août, les principales entités touchées par la panne de courant ne s'entendaient pas sur l'état d'urgence de la situation et ne partageaient pas la même compréhension des fonctions, des responsabilités, des compétences et des pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle en situation d'urgence ou de quasi-urgence.

Le NERC :

Le 10 février 2004, le Conseil du NERC prescrit au comité d'exploitation du NERC de « préciser les fonctions, les responsabilités, les compétences et les pouvoirs du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle » au plus tard le 30 juin 2004.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'aller plus loin en définissant clairement les trois états de fonctionnement du réseau et en énonçant tout aussi clairement les rôles et les responsabilités de tous les participants, pour garantir la rapidité et l'efficacité des interventions dans les situations critiques.

La désignation de trois états de fonctionnement réseau définis (normal, alerte et urgence) aiderait les gestionnaires de réseau à éviter les urgences au moyen de mesures préventives. De nombreuses situations difficiles sont évitables par l'observation stricte de procédures sensées durant l'exploitation normale. Toutefois, il peut survenir des difficultés inattendues avant-coureur d'urgence, qui doivent être réglées promptement et habilement pour ne pas que la situation dégénère en urgence. Les interventions nécessaires exigeant une grande connaissance de la situation, difficile à maintenir indéfiniment, il faut définir un état de fonctionnement intermédiaire, « alerte », entre les états « normal » et « urgence ». Dans certaines zones (p. ex., NPCC) l'état « alerte » a déjà été défini.

21. Utiliser plus efficacement et plus généralement les mesures de protection du réseau. [29]

Dans ses exigences du 10 février 2004, le NERC :

A. prescrit à tous les propriétaires de ligne de transport d'évaluer les réglages des relais de zone 3 de toutes les lignes de transports à 230 kV et à plus haute tension.

B. prescrit à tous les conseils régionaux d'évaluer la faisabilité et les avantages de mettre en place des dispositifs de délestage en sous-tension dans les grands centres de consommation.

C. demande une évaluation de sa norme de planification portant sur la protection et la commande des réseaux en moins d'une année, afin d'y prendre en compte les leçons tirées de la panne du 14 août.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces mesures, et recommande certaines autres mesures, énoncées ci-dessous.

A. Évaluation des relais de zone 3

Le NERC :

Exige que l'industrie examine les relais de zone 3 des lignes à 230 kV et plus.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'élargir l'examen pour y ajouter les lignes à 115 kV et à 138 kV qui ont une importance opérationnelle, p. ex., les lignes faisant partie des vannes ou interfaces surveillées. Les propriétaires de lignes de transport doivent aussi vérifier les relais de zone 2 réglés pour fonctionner comme des relais de zone 3.

B. Évaluation de l'applicabilité du délestage en sous-tension

Le NERC :

Exige que chaque conseil de fiabilité régional évalue la faisabilité et les avantages de mettre en place des dispositifs de délestage en sous-tension dans les stations de distribution susceptibles de devenir instables sous l'effet de la baisse de puissance réactive entraînée par plusieurs incidents probables. Les régions devront réaliser l'évaluation et faire rapport au NERC en moins d'une année. Les régions doivent favoriser la mise en place dans leurs zones des dispositifs de délestage en sous-tension dont l'étude aura démontré l'efficacité pour prévenir ou contenir les pannes en cascade incontrôlées dans le réseau.

Le Groupe de travail :

Recommande au NERC d'exiger que les résultats des études régionales soient fournis aux organismes de réglementation fédéraux et d'état ou provinciaux en même temps qu'ils sont présentés au NERC. En outre, le NERC doit exiger que chaque entité ayant déjà ou mettant en place un programme de délestage en cas de sous-tension dispose d'un ensemble de directives bien documentées à l'intention des opérateurs, qui précisent les conditions et les déclencheurs du délestage en sous-tension.

C. Évaluation de la norme de planification III du NERC

Le NERC :

Prévoit évaluer la norme de planification III relative à la protection et à la commande des réseaux et proposer la révision de critères précis, d'ici le 1er mars 2005, afin de traiter de façon appropriée la question du ralentissement ou de la limitation de la propagation des pannes en cascade à la lumière de l'expérience du 14 août.

Le Groupe de travail :

Recommande que le NERC, dans le cadre de l'examen de sa norme de planification III, définisse les objectifs et les principes nécessaires à l'établissement d'une approche intégrée de protection par relais des génératrices et des lignes de transport et visant l'utilisation des programmes de délestage en cas de sous-fréquence (UFLS) ou de sous-tension (UVLS). L'approche intégrée est essentielle pour garantir qu'aux niveaux local et régional, ces composantes interactives fournissent un équilibre approprié entre les risques et les avantages pour ce qui est de protéger des installations particulières, d'une part, et de favoriser la pérennité du réseau global d'autre part. L'examen doit prendre en compte les conséquences imprévues, qui ont été découvertes le 14 août, de l'installation de relais de zone 3 et de l'utilisation des réglages recommandés par le fabricant pour les relais protégeant des génératrices. Il doit aussi comprendre l'évaluation du rôle et de la portée des délestages en sous-fréquence et en sous-tension ainsi que de l'utilisation de dispositifs de temporisation dans les relais.

Recommande que dans cet effort, le NERC collabore avec l'industrie et les organismes de recherche gouvernementaux pour évaluer l'applicabilité de technologies existantes ou nouvelles en vue d'augmenter la résistance des interconnexions aux pannes en cascade.

22. Évaluer et adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité.[30]

Les exigences du NERC du 10 février 2004 imposent à son comité d'exploitation d'évaluer, en moins d'une année, les outils d'exploitation en temps réel nécessaires à la fiabilité de l'exploitation et de la coordination, y compris les ressources de secours. Le comité fera rapport des ressources minimales acceptables pour les fonctions de fiabilité essentielles et présentera un guide des meilleures pratiques.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces exigences. Il recommande au NERC d'exiger que le comité :

A. dans son rapport, porte une attention particulière à l'établissement de lignes directrices à l'intention des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité, sur l'utilisation des systèmes automatisés de visualisation topologique étendue et sur l'intégrité des données utilisées dans ces systèmes.

B. prépare son rapport en collaboration avec la FERC, les autorités compétentes du Canada, le DOE et les conseils régionaux. Le rapport doit aussi exposer les mesures prises par la FERC et les organismes gouvernementaux canadiens pour fixer les exigences fonctionnelles minimales visant les opérateurs responsables d'une zone de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.

Le Groupe de travail recommande aussi que la FERC, le DHS et les autorités compétentes du Canada exigent que les systèmes de SGE et SCADA de l'industrie soient testés et accrédités annuellement, par un organisme indépendant, pour s'assurer qu'ils répondent aux exigences minimales prévues dans la recommandation 3.

La connaissance insuffisante de la situation découlant d'un manque d'outils de fiabilité et de ressources de secours a été l'une des causes principales de la panne du 14 août. En outre, la défaillance des ordinateurs de contrôle et du système d'alarme de FE a directement contribué à la méconnaissance de la situation et il en est de même pour les outils insuffisants de MISO et le mauvais fonctionnement de son estimateur d'état. Le besoin d'augmenter les capacités de visualisation pour représenter une zone géographique étendue a souvent été mentionné au cours de l'enquête sur la panne. Quelques outils pour réseau étendu pouvant améliorer la connaissance de la situation (p. ex., des systèmes de mesure de phase en temps réel) ont été testés dans certaines régions mais n'ont pas encore été appliqués à l'ensemble du réseau. Les améliorations à apporter dans ce domaine nécessiteront de nouveaux investissements dans les technologies existantes et nouvelles.

L'enquête sur la panne du 14 août a révélé qu'il n'existait pas de moyens homogènes à l'échelle de l'Interconnexion de l'Est, permettant de comprendre l'état du réseau électrique à l'extérieur d'une zone de contrôle donnée. Une meilleure visibilité de l'état du réseau au-delà de leur propre zone de contrôle aiderait les exploitants à modifier les réglages nécessaires de leurs opérations pour atténuer d'éventuels problèmes. La représentation visuelle étendue préconisée plus haut permettrait aussi aux installations d'être plus proactives dans la planification de l'exploitation et des mesures d'urgence.

Étant donné que les systèmes SGE et SCADA sont les centres nerveux des réseaux de production-transport d'électricité, ils doivent être soumis à des essais et à une procédure d'accréditation annuels par des intervenants indépendants et qualifiés. Le maintien du bon fonctionnement de ces systèmes est essentiel à l'exploitation sûre et fiable des réseaux.

23. Renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension dans toutes les régions NERC.[31]

Les exigences du NERC établies le 10 février 2004 prévoient la réévaluation, au cours de l'année à venir, de l'efficacité des normes actuelles en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension, et la façon dont elles sont mises en pratique dans les dix régions du NERC. Par ailleurs, d'ici au plus tard le 30 juin 2004, l'ECAR devra examiner ses critères et procédures visant la tension et la puissance réactive, vérifier que ces critères et procédures sont intégralement mis en oeuvre dans les régions, les études et les opérations de ses membres, et présenter un rapport des résultats au conseil du NERC.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces exigences et recommande au NERC d'exiger que les analyses régionales tiennent compte des recommandations pour améliorer l'exploitation ou les installations et soient également assujetties à un contrôle rigoureux par les pairs, réalisé par des experts provenant de l'intérieur ou de l'extérieur des zones touchées.

Le Groupe de travail recommande également que la FERC et les autorités compétentes du Canada exigent que tous les tarifs ou contrats de vente d'électricité comprennent des clauses spécifiant que les producteurs d'électricité peuvent être appelés à fournir ou à augmenter leur puissance réactive en sortie, au besoin, aux fins de la fiabilité, et qu'ils seront dédommagés de toute perte de revenu associée à une diminution des ventes de puissance réelle attribuable à l'augmentation exigée de production de puissance réactive.

Les problèmes concernant la puissance réactive sont un des facteurs déterminants ayant causé la panne du 14 août, comme ce fut le cas dans plusieurs des pannes antérieures décrites au chapitre 7.[32] En conséquence, le Groupe de travail convient de la nécessité de réaliser une étude complète des pratiques nord-américaines en matière de gestion des besoins en puissance réactive et du maintien de l'équilibre entre les diverses ressources de puissance réactive.

Analyses régionales, contrôles par les pairs et suivis des mesures apportées

Le Groupe de travail recommande que chaque conseil régional de la fiabilité, de concert avec les coordonnateurs de la fiabilité et les zones de contrôle desservant les grands centres de consommation, soit tenu d'effectuer une analyse rigoureuse de fiabilité et de capacité comparable à celle commandée[33] le 24 décembre 2003 par la FERC à FirstEnergy pour la région de Cleveland-Akron. Le Groupe de travail recommande que le NERC établisse une liste classée par ordre prioritaire des zones et des grands centres ayant besoin de ce genre d'analyse, ainsi qu'un programme garantissant que l'analyse réalisée pour ces grands centres de consommation sera terminée au plus tard le 31 décembre 2005.

24. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.[34]

Dans ses exigences du 10 février 2004, le NERC demande que les conseils régionaux créent et commencent à mettre en oeuvre dans l'année à venir des critères et des procédures visant la validation des données utilisées dans les modèles et les simulations dynamiques de propagation de courant, en faisant une analyse comparative entre les données des modèles et le rendement réel du système. Les données de modélisation validées seront échangées entre les régions au besoin, aux fins de planification et d'exploitation fiable du réseau.

Le Groupe de travail appuie énergiquement ces exigences et recommande que la FERC et les autorités compétentes canadiennes exigent que tous les producteurs d'électricité, sans égard à la propriété, recueillent et soumettent leurs données au NERC au moyen d'un modèle approuvé par les organismes de réglementation.

Les modèles élaborés après les événements du 14 août pour en simuler les conditions montrent que les hypothèses de modélisation dynamique utilisées dans les modèles régionaux de planification et d'exploitation en ce qui concerne les facteurs de puissance de génératrice et de charge, se sont souvent révélées inexactes. Par exemple, les hypothèses de facteur de puissance de charge étaient excessivement optimistes; les charges ont absorbé beaucoup plus de puissance réactive que ne l'indiquaient les modèles antérieurs au 14 août. Un autre problème soupçonné est la modélisation des condensateurs shunts dans les conditions de tension basse.

Le NERC doit travailler avec les conseils régionaux de fiabilité pour créer des modèles de réseau de transport régionaux permettant le partage de données validées uniformes entre les entités de la région. Les simulations de transit de puissance et de stabilité transitoire doivent être comparées à intervalles réguliers avec les événements de réseau réels afin de valider les données des modèles. Il faut adopter des programmes fiables de vérification des charges et des génératrices (y compris le facteur de puissance de charge) pour améliorer la concordance entre les transits de puissance et les simulations dynamiques, d'une part, et le rendement réel du réseau, d'autre part.

Au cours de la phase de collecte des données de l'enquête sur la panne, les renseignements concernant la production d'électricité marchande dans leur zone n'étaient souvent pas disponibles. La raison fréquemment évoquée était que la zone de contrôle n'avait pas enregistré l'état ou la sortie de la génératrice à un moment particulier. Certains opérateurs de zones de contrôle ont aussi comme raison la sensibilité commerciale ou la confidentialité de certaines données. Pour régler ces problèmes, le Groupe de travail recommande que la FERC et les autorités compétentes canadiennes exigent que tous les producteurs d'électricité, sans égard à la propriété, recueillent et soumettent leurs données de production, conformément au modèle approuvé par les organismes de réglementation..

25. Le NERC doit réévaluer son processus d'établissement des normes de fiabilité et accélérer l'adoption des normes exécutoires.[35]

Le Groupe de travail recommande que le NERC, en collaboration avec la FERC et les autorités compétentes canadiennes :

A. réexamine l'ensemble de ses normes, directives, etc. afin de relever les plus importantes et de s'assurer que toutes les préoccupations justifiant des normes seront abordées dans le plan d'établissement des normes.

B. réexamine le plan pour s'assurer que les normes ou directives les plus importantes ou les plus désuètes seront revues tôt dans le processus.

C. utilise les dispositions existantes comme point de départ, se concentre sur ce qui doit être amélioré et intègre les points relatifs à la conformité et à l'état de préparation dans le processus de rédaction.

D. réexamine le processus de demande d'autorisation de normes pour déterminer si pour chacune des normes, un examen ou une modification est plus approprié que la rédaction d'un nouveau texte.

Le NERC a déjà entrepris un processus systématique de réévaluation de ses normes à long terme. Cependant, il est de la plus haute importance que ce processus n'atténue pas la portée des normes existantes et n'entre pas en conflit avec le droit des régions ou des autres zones d'imposer d'autres normes plus strictes. L'État de New York, par exemple, est régi par des règles et des normes obligatoires de fiabilité plus strictes que celles exigées par le NERC et le NPCC.[36]

De la même manière, plusieurs participants à l'élaboration du *Rapport provisoire* ont écrit conjointement que :

Les normes du NERC constituent les normes minimales de fiabilité (les normes nationales doivent toujours être des normes minimales plutôt qu'absolues ou uniformisées). [Les réseaux desservant] les zones densément peuplées, comme les régions métropolitaines de New York, Chicago ou Washington, doivent être conçues et exploitées d'après un niveau de fiabilité plus élevé que ce qui peut être approprié pour des zones peu peuplées du pays. Il est essentiel que les différences régionales en termes de densité de population et de consommation soient prises en compte dans l'application des critères de planification et d'exploitation. Toute démarche favorisant l'adoption d'une formule nationale uniforme pour toutes les régions des États-Unis serait désastreuse au niveau de la fiabilité . . .

Il serait désastreux de concevoir et d'exploiter un puissant réseau de transport en se basant sur des critères de fiabilité déficients. Il est plus avantageux de se mobiliser pour savoir si les critères de fiabilité actuels ont besoin d'être renforcés. Un tel effort permettrait de réaliser l'ampleur géo-électrique des réseaux interconnectés ainsi que les complexités accrues que la réglementation et la restructuration ont apportées dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques. Plus important encore, la fiabilité devrait être privilégiée par rapport aux buts commerciaux. C'est seulement avec des normes strictes et une conception minutieuse qu'on pourra éviter des pannes d'électricité inacceptables comme celle du 14 août à l'avenir.[37]

26. Resserrer les protocoles de communication, en particulier pour les communications pendant les alertes et les urgences. Mettre à niveau le matériel du système de communication, le cas échéant.[38]

Le NERC devra collaborer avec les coordonnateurs de la fiabilité et les opérateurs des zones de contrôle pour améliorer l'efficacité des communications internes et externes durant les alertes, urgences ou autres situations critiques, et s'assurer que tous les intervenants principaux, y compris les gouvernements et les représentants officiels locaux, reçoivent des renseignements précis et en temps opportun. Le NERC devrait exiger que d'ici le 31 décembre 2004, les conseils régionaux travaillent ensemble à la création de protocoles de communication et qu'ils évaluent et se prononcent sur la capacité des systèmes de communication d'urgence de leur région par rapport à ces protocoles.

Le 14 août 2003, les communications du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle portant sur la situation dans le nord-est de l'Ohio étaient inefficaces, non professionnelles et parfois confuses. Elles ont limité la capacité de compréhension de la situation, de sorte que des mesures efficaces n'ont pu être prises pour prévenir les pannes en cascade. L'application uniforme de protocoles de communication efficaces, surtout pendant les urgences, est essentielle à la fiabilité. Des réseaux de lignes prioritaires permanentes ou un dispositif fonctionnel équivalent, devraient être installés pour être utilisés pendant les urgences (plutôt que des communications téléphoniques de personne à personne) pour garantir que tous les intervenants principaux puissent donner et recevoir des renseignements exacts, en temps opportun.

27. Établir des normes exécutoires pour la valeur nominale des lignes de transport d'énergie.[39]

Le NERC devra établir des exigences claires et sans ambiguïté pour calculer la valeur nominale des lignes de transport (y compris la valeur dynamique) et exiger que toutes les lignes de transport de 115 kV ou plus, soient réévaluées d'après ces exigences d'ici le 30 juin 2005.

Comme on a pu le constater lors de la panne du 14 août, la gestion inefficace de la végétation peut provoquer la perte de lignes de transport non

surchargées, du moins d'après les limites autorisées. L'enquête de la panne a révélé des différences importantes dans les méthodes de calcul de la tension nominale des lignes de transport, même après prise en compte des différences régionales ou géographiques. Ces différences — concernant les températures ambiantes, vitesses du vent et résistance de conducteur présumées ainsi que les buts et la durée de la tension nominale normale, saisonnière et d'urgence — ont pour effet de produire des valeurs nominales incertaines, contradictoires et peu fiables à l'intérieur d'une région ou entre les régions. Cette situation engendre des incertitudes inutiles et inacceptables quant à la capacité de transport sécuritaire des lignes du réseau. Par ailleurs, l'utilisation appropriée des valeurs nominales dynamiques des lignes devrait être intégrée à cette étude, car le réglage des valeurs nominales des lignes en fonction des changements de conditions ambiantes peut permettre à une ligne de transporter une plus grande charge tout en respectant les exigences de sécurité.

28. Exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés.[40]

Dans ses recommandations du 10 février 2004, le NERC a demandé aux conseils régionaux d'établir des critères régionaux, avant la fin de l'année à venir, pour l'application d'enregistreurs de données synchronisés dans les principales centrales et sousstations.

Le Groupe de travail appuie énergiquement cette exigence, mais il recommande une approche élargie :

A. la FERC et les autorités compétentes du Canada doivent exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés par des signaux provenant du système de positionnement par satellite (GPS) sur tous les types d'installation dont les données pourraient être utiles pour l'examen de perturbations ou pannes ultérieures.

B. le NERC, les coordonnateurs de la fiabilité, les zones de contrôle et les propriétaires de lignes de transport doivent déterminer les endroits où des enregistreurs de perturbations électriques haute vitesse sont requis sur le réseau et s'assurer qu'ils seront installés d'ici le 31 décembre 2004.

C. le NERC doit établir des protocoles d'enregistrement des données.

D. la FERC et les autorités compétentes du Canada doivent s'assurer que les investissements requis pour satisfaire à cette recommandation, pourront être récupérés par l'intermédiaire des tarifs de transport.

Une leçon précieuse à retenir de la panne du 14 août est l'importance de disposer d'enregistreurs de données réseau synchronisés. Les enquêteurs du Groupe de travail ont peiné sur des milliers d'éléments de données pour établir la chronologie des événements, tout comme s'il s'agissait d'assembler les petites pièces d'un immense casse-tête. Ce processus aurait été considérablement facilité et accéléré s'il y avait eu un plus grand nombre d'enregistreurs de données synchronisés.

La norme de planification du NERC I.F sur la surveillance des perturbations requiert l'utilisation d'enregistreurs pour l'analyse des dérangements. Le 14 août, des horodateurs ont souvent été utilisés mais ils n'étaient pas synchronisés sur un étalon de temps. Aujourd'hui, tous les enregistreurs de défaillances numériques, enregistreurs d'événements numériques et enregistreurs de perturbations de réseau de transport peuvent et devraient fournir un timbre horodateur aux points d'observation en utilisant un signal de synchronisation GPS précis, à un coût relativement modeste. (Les signaux du GPS sont synchronisés avec l'horloge atomique maintenue à Boulder, Colorado, par le National Institute of Standards and Technology des États-Unis.) Les enregistreurs de données synchronisés doivent être surveillés et étalonnés pour garantir leur précision et leur fiabilité.

Il est également important de conserver les données provenant des systèmes automatisés pendant une certaine période minimum afin de pouvoir les archiver, au besoin, pour permettre l'analyse appropriée des événements d'intérêt particulier.

29. Évaluer et diffuser les leçons tirées lors du rétablissement du réseau.[41]

Dans ses exigences du 10 février 2004, le NERC a demandé au comité de planification de collaborer avec le comité d'exploitation, le NPCC, l'ECAR et le PJM pour évaluer le processus de démarrage à partir de zéro et le rétablissement du réseau après la panne du 14 août, et présenter les résultats de cette évaluation dans l'année à venir, accompagnés de recommandations sur les améliorations à

apporter. Dans les six mois suivant la présentation du rapport du comité de planification, tous les conseils régionaux devront réévaluer leurs procédures et leurs plans d'action afin de garantir une capacité de démarrage à partir de zéro et de rétablissement efficace du réseau dans leur région.

Le Groupe de travail soutient fortement ces exigences et recommande que le NERC demande au comité de planification d'inclure dans son examen une consultation avec des intervenants appropriés de toutes les régions touchées par la panne du 14 août.

En général, les mesures prises pour rétablir le réseau et le service à la clientèle après la panne ont été très efficaces, compte tenu de l'ampleur de la charge perdue et du nombre de génératrices et de lignes de transport mises hors circuit. Heureusement, le rétablissement a été facilité par la possibilité d'amorcer le réseau à partir des réseaux voisins.

En dépit du succès apparent du rétablissement, il importe d'évaluer les résultats de façon plus détaillée pour les comparer avec les études précédentes de pannes/r établissements et apporter des améliorations au besoin. Des plans pour le départ à zéro et le rétablissement sont souvent élaborés à partir d'études de conditions simulées. Il est difficile de réaliser des essais rigoureux sur un réseau électrifié en raison du risque de perturber le réseau ou de couper l'alimentation des clients. La panne du 14 août fournit l'occasion précieuse de tirer parti d'événements réels et de l'expérience acquise pour mieux se préparer au départ à zéro et au rétablissement de réseau dans l'avenir. Il faut saisir cette occasion.

30. Préciser les critères d'identification des installations essentielles sur le plan opérationnel et améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les arrêts de service imprévus.[42]

Le NERC doit collaborer avec les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité pour préciser les critères d'identification des installations essentielles dont l'état de fonctionnement influe sur la fiabilité des réseaux voisins et améliorer les mécanismes de communication des renseignements sur les arrêts de service imprévus de ces installations, de manière à pouvoir les fournir en temps quasi réel.

Le 14 août, l'absence de renseignements précis, fournis en temps quasi réel sur les arrêts de service imprévus, a réduit l'efficacité des fonctions d'estimation d'état et d'évaluation de la fiabilité. Le NERC et les entreprises doivent améliorer les mécanismes de communication des renseignements sur les pannes de manière à respecter les délais opérationnels (p. ex., au plus 15 minutes) nécessaires pour assurer le partage précis et en temps utile des données dont ont besoin les outils d'exploitation en temps réel tels que les estimateurs d'état, les analyseurs d'événements en temps réel et d'autres outils de surveillance des systèmes.

De plus, les politiques d'exploitation actuelles du NERC ne précisent pas suffisamment les critères visant à identifier ces installations essentielles à l'intérieur des territoires des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle, dont l'état de fonctionnement peut influer sur la fiabilité des réseaux voisins. Cela engendre des incertitudes quant aux installations devant être surveillées par le coordonnateur de la fiabilité de la région dans laquelle se trouve l'installation et par un ou d'autres coordonnateurs voisins.

31. Préciser que le processus d'allégement de la charge de transport (ACT) ne doit pas être utilisé dans des situations comportant une dérogation à une limite de sûreté de fonctionnement. Rationaliser le processus ACT.[43]

Le NERC doit préciser que la procédure d'allégement de la charge de transport exige trop de temps pour être utilisée dans des situations où un réseau touché déroge déjà à une limite de sûreté de fonctionnement. Le NERC doit aussi évaluer les expériences d'utilisation de la procédure d'allégement de la charge de transport qui ont été tentées jusqu'à maintenant, et proposer des moyens de la rendre moins lourde, d'ici le premier septembre 2004.

L'examen des transcriptions du 14 août provenant des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité confirme que le processus d'allégement de la charge de transport est lourd, sans doute inutilement, et pas assez rapide et prévisible dans les situations où une limite de sûreté de fonctionnement est sur le point d'être ou est déjà dépassée. Le NERC doit établir une méthode de remplacement du processus ACT, pouvant être appliquée rapidement pour répondre aux situations d'alerte et d'urgence.

Groupe III. Sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord

32 Mettre en oeuvre les normes de TI du NERC.

Le Groupe de travail recommande que les normes du NERC relatives à la sécurité physique et cybernétique soient intégrées à l'ensemble des normes qui deviendront obligatoires et auront force de loi en vertu de la recommandation n° 1.

A. Le NERC doit vérifier si les industries du secteur ont appliqué la norme 1200 portant sur les mesures urgentes ainsi que compléter et mettre en œuvre la norme 1300 sur la fiabilité et la sécurité cybernétique et s'assurer que les membres s'y conforment. Il doit aussi prendre les mesures nécessaires pour mieux communiquer et faire observer ces normes.

B. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent appliquer les normes actuelles et à venir, élaborer et mettre en œuvre des pratiques exemplaires et des politiques de gestion de la sécurité informatique ainsi que valider et autoriser des contrôles visant la propriété et les limites des systèmes automatisés du SGE.

Les entrevues et analyses effectuées par le Sous-groupe sur la sécurité indiquent qu'à l'intérieur de certaines compagnies interrogées, il existe des possibilités de compromettre les systèmes cybernétiques du SGE ainsi que leur infrastructure de soutien informatique. Des indices laissant croire que des éléments vulnérables d'ordre technique et opérationnel, liés à la gestion des TI ont été observés dans certaines installations, comme des services logiciels non refusés par défaut, un mauvais contrôle de l'accès au système et au périmètre de sécurité, une documentation sur la sécurité du système déficiente.

Une analyse des normes et des politiques les plus répandues dans le secteur de l'électricité a révélé qu'il existe de plus en plus de lignes directrices sur les normes du secteur visant la gestion des TI et de la sécurité de l'information.[44] Le NERC a publié une norme provisoire (Urgent Action Standard 1200, Cyber Security) le 13 août 2003, et il est en train de rédiger la norme officielle pour la sécurité cybernétique (Reliability Standard 1300). Ces deux normes mettent l'industrie sur la bonne voie, mais il faut en favoriser la diffusion et la mise en œuvre en fournissant aux entreprises des lignes directrices concernant la mise en oeuvre recommandée. Les directives de mise en œuvre de ces normes générales sont particulièrement importantes, car les procédures de mise en oeuvre peuvent différer d'une zone de contrôle et d'un coordonnateur de la fiabilité à l'autre.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande :

au NERC :

- de s'assurer que les entreprises ont bien appliqué sa norme des mesures urgentes (Urgent Action Standard 1200) et de déterminer si les directives qu'elle contient doivent être renforcées ou modifiées dans l'élaboration de la norme de fiabilité pour la sécurité cybernétique (Reliability Standard 1300) présentement en cours;
- de compléter et de mettre en oeuvre sa norme de fiabilité pour la sécurité cybernétique (Reliability Standard 1300) et de s'assurer que les membres la respectent, de prendre les mesures nécessaires pour mieux communiquer et faire observer ces normes. Ces mesures devraient comprendre, sans nécessairement s'y limiter :

  1. la fourniture aux zones de contrôle et aux coordonnateurs de la fiabilité des politiques, processus et directives de mise en oeuvre;

  2. la création de mécanismes de conformité, de contrôle et d'application pouvant contenir des recommandations, des directives ou des ententes établies entre le NERC, les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité (portant sur l'autocertification, l'autoévaluation et/ou des vérifications effectuées par un tiers);

- de collaborer avec les gouvernements, départements, ministères et organismes fédéraux, provinciaux / territoriaux et d'État pour la mise à jour régulière des normes, des politiques et autres directives auxquelles sont assujettis les secteurs privé et public.
- d'appliquer les normes existantes et nouvelles du NERC;
- d'élaborer et d'appliquer des pratiques exemplaires et des politiques de gestion de la sécurité des TI fondées sur les pratiques exemplaires définies par le NERC et les autorités gouvernementales.[45] Ces mesures devraient comprendre, sans nécessairement s'y limiter :

1. des politiques exigeant que les produits de systèmes automatisés soient livrés et installés après que les services logiciels non indispensables ont été désactivés afin d'améliorer la sécurité des produits commerciaux dès l'installation;

2. la création d'une administration centrale du système, dans chaque zone de contrôle et pour chaque coordonnateur de la fiabilité, permettant de gérer l'accès et les autorisations d'accès automatisé (y compris les portes d'accès des fournisseurs, les liaisons avec d'autres systèmes automatisés et les connexions administratives);

- de valider et d'autoriser des contrôles de propriété et de limitation des systèmes automatisés du SGE, et de s'assurer que l'accès n'est accordé qu'aux utilisateurs ayant des responsabilités professionnelles correspondantes.

33. Établir et déployer les procédures de gestion des TI.

Le personnel de soutien des TI et du SGE des zones de contrôles et des coordonnateurs de la fiabilité doit établir des procédures relatives au développement, à la mise à l'essai, à la configuration et à la mise en oeuvre des systèmes automatisés du SGE. Il doit aussi définir et communiquer aux fournisseurs de façon suivie les exigences relatives aux performances et à la sécurité de l'information. Les fournisseurs doivent s'assurer que les mises à niveau, les ensembles de mises à niveau provisoires et les correctifs du système sont rendus accessibles aux opérateurs de réseaux, en temps opportun.

Les entrevues et les analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité indiquent que dans certains cas, les procédures de développement, de mise à l'essai, de déploiement et de sauvegarde de logiciels et de matériel des systèmes automatisés du SGE étaient vagues ou indéfinies. En outre, on a relevé des cas précis de défaut d'exécution des tâches de mise à niveau, de contrôle de version, d'entretien, de reprise au point de contrôle et de gestion des correctifs.

À l'une des zones de contrôle, ces faiblesses de procédure ont été aggravées par des contrats d'entretien inadéquats, périmés ou inexistants avec des fournisseurs et des sous-traitants du SGE. Cela aurait pu engendrer des situations où des opérateurs de réseau auraient pu modifier des composants du SGE sans en avertir le fournisseur ou sans son autorisation, aussi bien que des scénarios dans lesquels des opérateurs de réseau ignorent ou choisissent de ne pas appliquer les modifications et les mises à niveau recommandées par le fournisseur.

34. Établir les stratégies et la gouvernance de la sécurité des TI au niveau de l'organisation.

Les zones de contrôle, les coordonnateurs de la fiabilité ainsi que les autres organismes associés au réseau, doivent avoir une stratégie, un modèle de gouvernance et une architecture de sécurité, planifiés et documentés des systèmes automatisés du SGE.

Les entrevues et les analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent l'existence dans certaines organisations d'une politique, d'un modèle de gouvernance, d'une stratégie ou d'une architecture de sécurité inadéquate des systèmes automatisés du SGE. C'est particulièrement évident dans le cas des systèmes automatisés du SGE existants, conçus à l'origine comme des systèmes autonomes mais désormais interconnectés avec des réseaux internes (en parallèle) et externes (fournisseurs, Open Access Same Time Information Systems (OASIS), coordonnateurs de la fiabilité, Internet, etc.). Il est à noter que ce n'était pas le cas dans certaines des organisations interrogées, qui semblaient exceller en matière de politique, de gouvernance, de stratégie et d'architecture de sécurité.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que les zones de contrôle, les coordonnateurs de la fiabilité et les autres organisations associées au réseau disposent d'une stratégie, d'un modèle de gouvernance et d'une architecture de sécurité planifiés et documentés pour les systèmes automatisés du SGE, portant sur les éléments tels que la conception de réseau, la conception de système, les dispositifs de sécurité, les contrôles d'accès et d'authentification, la gestion de l'intégrité ainsi que des mécanismes de sauvegarde, de récupération et d'intervention en cas d'urgence.

35. Mettre en œuvre des contrôles de gestion de l'état des systèmes, de surveillance du réseau et de gestion des incidents.

Le personnel de soutien des TI et du SGE doit mettre en oeuvre des contrôles techniques pour détecter les incidents réseau et système, y réagir et rétablir les systèmes. Les opérateurs de réseau, les répartiteurs, le personnel de soutien des TI et du SGE doivent être équipés d'outils et avoir reçu une formation leur permettant de s'assurer que la santé des systèmes TI est contrôlée et préservée.

Les entrevues et les analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que dans certaines organisations, la surveillance et le contrôle de l'infrastructure TI de soutien au SGE et de l'état des TI sur l'ensemble du réseau étaient inefficaces. Dans ces cas, les opérateurs de réseau et le personnel de soutien des TI n'avaient pas une connaissance suffisante de l'état des systèmes TI fournissant des renseignements sur l'ensemble ou une partie du réseau. Cette situation a engendré une incapacité à détecter et à évaluer les défaillances cybernétiques liées au système TI (matériel et logiciel défaillant, code malveillant, configurations défectueuses), à y réagir et à rétablir les systèmes

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- le personnel de soutien des TI et du SGE mette en oeuvre des contrôles techniques visant à détecter les incidents réseau et système, à y réagir et à les rétablir
- les opérateurs de réseau, les répartiteurs, le personnel de soutien des TI et du SGE devraient être équipés d'outils et avoir reçu une formation leur permettant de s'assurer que :
  - l'état de fonctionnement des systèmes de TI est contrôlé et préservé.
  - ces systèmes peuvent être réparés et réactivés rapidement, avec une perte de temps minimale et un accès aux renseignements sur l'ensemble du réseau ainsi qu'au niveau local.
  - des plans d'urgence et des procédures de reprise après sinistre sont en place et peuvent servir de substitut temporaire à la suite de pannes affectant les systèmes et les communications et ce, aussi longtemps que l'état du système automatisé SGE demeure inconnu ou instable.
  - des procédures et des protocoles de communication verbale appropriés existent entre les opérateurs et le personnel de soutien des TI et du SGE, de manière à ce que les opérateurs puissent être mis au fait de tout problème lié au TI pouvant affecter leur connaissance de la situation régnant dans le réseau électrique.

36. Entamer une étude de gestion des risques États-Unis–Canada.

En coopération avec le secteur de l'électricité, les gouvernements fédéraux devraient renforcer et étendre leur champ d'initiatives actuel en matière de gestion des risques, en entreprenant une étude bilatérale (Etats-Unis—Canada) portant sur les vulnérabilités des infrastructures de partage de l'électricité et les interdépendances transfrontalières. Des méthodologies communes d'évaluation des risques et des vulnérabilités devraient également être établies, en se basant sur le travail entrepris dans la phase pilote du projet conjoint Etats-Unis—Canada d'évaluation des vulnérabilités présentement en cours. L'utilisation de ces méthodes d'évaluation serait facilitée par les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité. Pour s'accorder avec ces initiatives, le secteur de l'électricité, en association avec les gouvernements fédéraux, devrait établir de meilleures politiques et pratiques de gestion et d'atténuation des risques.

Une gestion efficace des risques est l'élément-clé pour assurer la fiabilité de nos infrastructures essentielles. Il est largement admis que l'utilisation accrue des TI dans des secteurs importants de nos infrastructures, y compris le secteur de l'énergie, a augmenté la vulnérabilité de ces systèmes face à des interruptions causées par des moyens cybernétiques. L'ampleur de la panne du 14 août illustre bien les vulnérabilités et les interdépendances inhérentes à notre infrastructure électrique.

Le Canada et les États-Unis, reconnaissant l'importance d'évaluer les vulnérabilités des systèmes d'énergie partagés, ont inclus une disposition à cet effet dans la Déclaration sur la frontière intelligente.[46] signée le 12 décembre 2001. En vertu du point 21 du plan d'action convenu, les deux pays se sont engagés à « [procéder] à des évaluations binationales des menaces contre les infrastructures transfrontalières[, à] déterminer les mesures de protection supplémentaires à prendre [et à]

entreprendre l'évaluation des réseaux de transport et des autres infrastructures essentielles. » Ces évaluations conjointes serviront à identifier les principaux points de vulnérabilité, leurs forces et leurs faiblesses, ainsi qu'à favoriser le partage et le transfert des connaissances et de la technologie dans le secteur de l'énergie pour des besoins d'autoévaluation.

En janvier 2004, une équipe composée d'experts techniques américains et canadiens a commencé à réaliser la phase pilote de cette tâche en utilisant la méthodologie élaborée par le laboratoire Argonne National Laboratory de Chicago, Illinois. Ce travail implique une série d'évaluations conjointes Canada—États-Unis sur une sélection d'infrastructures essentielles de partage d'énergie le long de la frontière canado-américaine, y compris des lignes de transport d'électricité et des barrages à Niagara Falls, en Ontario et dans l'état de New York. La phase pilote sera complétée d'ici le 31 mars 2004.

Les conclusions du Sous-groupe sur l'électricité et du Sous-groupe sur la sécurité laissent entendre que les entreprises directement impliquées dans la panne du 14 août n'avaient pas bien compris les vulnérabilités et les interdépendances du système électrique, c'est pourquoi leur gestion des risques a été inefficace. Dans certains cas, les évaluations des risques n'existaient tout simplement pas ou étaient insuffisantes pour soutenir des plans de gestion et d'atténuation des risques.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- les gouvernements fédéraux, en coopération avec le secteur de l'électricité, renforcent et étendent leur champ d'initiatives actuel en matière de gestion des risques, en entreprenant une étude bilatérale (Canada—États-Unis) portant sur les vulnérabilités des infrastructures de partage de l'électricité et les interdépendances transfrontalières. Cette étude devrait englober les processus de sécurité cybernétique et physique du matériel ainsi que du personnel, inclure les meilleures pratiques d'atténuation et identifier les zones qui pourraient bénéficier d'une plus grande standardisation.
- des méthodologies communes d'évaluation des menaces et des vulnérabilités devraient être établies en se basant sur le travail entrepris dans la phase pilote du projet conjoint Canada—États-Unis d'évaluation des vulnérabilités, présentement en cours, et leurs utilisations facilitées par les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.
- le secteur de l'électricité, en association avec les gouvernements, établisse de meilleures politiques et pratiques de gestion et d'atténuation des risques.

37. Améliorer les capacités de contrôle et de diagnostic des TI.

Les zones de contrôle et les coordonnateurs devraient chercher à améliorer leurs capacités de contrôle et de diagnostic internes, s'assurer que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE s'est familiarisé avec la conception et la mise en oeuvre des systèmes et faire en sorte que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE ait reçu une formation les habilitant à utiliser des outils d'analyse de données de contrôle et de diagnostic de correction d'erreurs.

Les entrevues et les analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que dans certains cas, le personnel de soutien des TI, responsable des systèmes automatisés des SGE, est incapable de réaliser des routines de contrôle et de diagnostic sur ces systèmes. Cette situation semble découler d'un manque d'outils, de documentation et de compétences techniques. Il faut souligner que certaines des organisations interrogées excellaient à ces tâches, mais qu'en général, le rendement global s'est avéré insuffisant.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité améliorent leurs capacités de contrôle et de diagnostic internes et renforcent la coordination avec les fournisseurs extérieurs du SGE et les entrepreneurs qui peuvent aider à entretenir les systèmes automatisés du SGE.
- les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité s'assurent que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE se familiarise avec la conception et la mise en oeuvre des systèmes.
- les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité s'assurent que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE recevra une formation les habilitant à utiliser des outils d'analyse de données de contrôle et de diagnostic et de correction d'erreurs.

38. Évaluer les risques et la vulnérabilité des TI à intervalles déterminés.

Le personnel de soutien des TI et du SGE devrait effectuer des tâches régulières d'évaluation des risques et de la vulnérabilité sur les systèmes automatisés (y compris les applications du SGE et les systèmes d'exploitation sous-jacents) afin d'identifier les faiblesses, les zones à haut risque et établir les mesures à prendre pour atténuer les dommages, comme l'amélioration des politiques, procédures et technologies.

Les entrevues et les analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que dans certains cas, la gestion des risques et de la vulnérabilité n'a pas été réalisée sur les systèmes automatisés du SGE et leur infrastructure de soutien TI. Pour certaines zones de contrôle les systèmes automatisés du SGE étaient considérés comme des technologies de « boîte noire »[47] et cette catégorisation les a éliminés de la liste des systèmes identifiés pour l'évaluation des risques et de la vulnérabilité.

39. Développer une capacité de détecter les intrusions et la surveillance dans les communications sans fil et filaires à distance.

Le secteur privé et le secteur public doivent faciliter l'accroissement d'une capacité raisonnable de détection et de contrôle des transmissions et des points d'accès sans fil et filaires distants pour toutes les zones de contrôle et tous les coordonnateurs de la fiabilité. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent aussi effectuer des vérifications périodiques pour s'assurer que leur base d'utilisation est en conformité avec les politiques et règles d'accès sans fil et filaires distants.

Les entrevues menées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que la plupart des organisations interrogées suivaient une politique de sécurité courante avec certains types de protocole de détection et de surveillance des intrusions sans fil et provenant de lignes distantes; il est cependant nécessaire d'améliorer et de renforcer les capacités actuelles de détection et de surveillance des intrusions sans fil et provenant de lignes distantes. La détection et le contrôle efficaces des transmissions et des points d'accès sans fil et filaires distants sont essentiels pour sécuriser l'exploitation du réseau contre des attaques de type cybernétique.

Même si beaucoup d'organisations interrogées avaient des politiques strictes pour contrer l'accès sans fil au réseau, il appert que les vérifications périodiques conformes à ces politiques, n'ont pas été effectuées.

40. Contrôler l'accès à l'équipement sensible sur le plan opérationnel.

Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent mettre en œuvre établir des politiques et des procédures strictes afin de contrôler l'accès à l'équipement sensible et/ou aux zones de travail.

Les entrevues menées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que des membres du personnel non essentiel avaient accès à de l'équipement informatique sensible sur le plan opérationnel dans certaines zones de contrôle et chez certains coordonnateurs de la fiabilité. Même si la plupart se déplaçaient sous escorte dans les zones sensibles, il a été démontré que cette procédure n'était pas toujours appliquée dans les activités courantes.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité établissent des politiques et des procédures strictes de contrôle d'accès à l'équipement et aux zones de travail sensibles pour s'assurer que :
  - l'accès est strictement limité aux employés ou aux entrepreneurs devant utiliser le dit équipement pour accomplir leur travail.
  - l'accès aux membres du personnel devant se rendre dans des zones ou accéder à des équipements sensibles sans avoir besoin de s'en servir (comme le personnel de nettoyage et autre personnel administratif) est strictement contrôlé (sous escorte) et surveillé.

41. Le NERC doit fournir des directives pour le contrôle des références des employés.

Le NERC doit fournir des directives pour la mise en oeuvre de ses normes recommandées de contrôle des références. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent revoir leurs politiques de contrôle des références pour s'assurer qu'elles sont suffisamment efficaces.

Les entrevues menées avec les intervenants du secteur ont révélé des cas où des personnes engagées à forfait par certaines compagnies, n'ont pas eu à subir de contrôle(s) de leurs références aussi strictes que ceux réalisés sur le personnel régulier d'une zone de contrôle ou d'un coordonnateur de fiabilité. Le paragraphe 2.3 de l'article 1207 du document Urgent Action Standard (norme pour les mesures d'urgence) du NERC établit les étapes pour corriger les faiblesses du secteur dans ce domaine, mais il faut aussi communiquer et imposer cette norme en fournissant aux industries du secteur les directives de mise en oeuvre recommandées, qui peuvent différer entre les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- le NERC fournisse les directives de mise en œuvre de ses normes de contrôle des références, surtout pour ce qui a trait à la sélection du personnel à forfait ou de sous-traitance.
- les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité revoient leurs politiques de contrôles des références pour s'assurer qu'elles sont suffisantes avant d'autoriser l'accès à leurs installations à des employés de sous-traitance.

42. Confirmer le centre ES-ISAC du NERC comme point central de communication des renseignements et des données d'analyse sur la sécurité.

L'ES-ISAC (centre d'analyse et de communication des renseignements du secteur de l'électricité) du NERC doit être reconnu comme le point central de contact pour le signalement et l'analyse d'incidents concernant la sécurité dans le secteur de l'électricité. Les politiques et protocoles relatifs au signalement des incidents d'ordre physique et cybernétique devront être établies ultérieurement, y compris un mécanisme de contrôle de conformité. Il faut aussi établir des normes uniformes régissant le compte-rendu et la communication de renseignements sur les incidents de sécurité matériels et cybernétiques dans les secteurs privés et publics.

Il existe actuellement des initiatives d'analyse et de communication de renseignements dans le secteur privé et le secteur public pour prendre en charge le signalement d'incidents de sécurité matériels et cybernétiques survenus dans le secteur de l'électricité. Dans le secteur privé, le NERC exploite un centre d'analyse et de communication des renseignements du secteur de l'électricité (ES-ISAC) spécialement conçu pour s'occuper de ce problème. Agissant pour le compte du gouvernement américain, le DHS (Department of Homeland Security) dirige l'IAIP (Information Analysis and Infrastructure Protection) pour collecter et traiter des renseignements sur les menaces et les vulnérabilités matérielles et cybernétiques possibles et prendre les mesures qui s'imposent, au besoin. Au Canada, l'organisme Sécurité publique et Protection civile Canada possède un centre d'opérations fonctionnant 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 pour recevoir le signalement d'incidents touchant ou pouvant toucher une infrastructure essentielle. Au Canada comme au États-Unis, les incidents criminels peuvent être signalés aux autorités policières compétentes.

Malgré l'existence de ces initiatives publiques et privées d'analyse et de communication de renseignements sur la sécurité physique et cybernétique, une analyse des politiques et procédures du secteur de l'électricité révèle que le signalement d'incidents de sécurité aux agences de sécurité internes, de maintien de l'ordre ou gouvernementales, n'a pas été constant dans l'ensemble du secteur. Le fait que de tels canaux de communication des incidents—qu'ils concernent les systèmes de sécurité ou du réseau électrique—soient couramment sous utilisés, constitue un défaut d'exploitation pouvant entraver la capacité de l'industrie à s'attaquer aux futurs problèmes du secteur de l'électricité.

Les entrevues et analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité ont en outre révélé une absence de mécanismes cohérents et efficaces dans le secteur privé pour contrôler le partage avec le gouvernement de renseignements relatifs aux infrastructures essentielles. Des propriétaires d'infrastructure du secteur privé et des opérateurs de réseau ont également affirmé qu'en vertu de la *Loi canadienne sur l'accès à l'information* (ATIA) et la *Loi américaine sur l'accès à l'information* (FOIA), ils ne croyaient pas que les renseignements partagés avec les gouvernements seraient protégés contre la divulgation. Cependant, du côté américain de la frontière, la mise en œuvre imminente de la Loi adoptée en 2002 sur la protection des renseignements relatifs aux infrastructures essentielles, la *Critical Infrastructure Information (CII) Act* of 2002, devrait atténuer presque toutes les inquiétudes du secteur ayant trait au principe de divulgation de la FOIA. Du côté canadien, Sécurité publique et Protection civile Canada compte sur un éventail de mécanismes pour protéger les

renseignements sensibles concernant les infrastructures essentielles qu'il reçoit des intervenants du secteur privé, dont les dispenses relatives aux renseignements concernant un tiers, qu'on retrouve dans l'ATIA et dans d'autres instruments. Parallèlement, Sécurité publique et Protection civile Canada examine les moyens de renforcer la protection des renseignements relatifs aux infrastructures essentielles, y compris la possibilité de modifier la législation.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande :

- la reconnaissance de l'ES-ISAC du NERC en tant que point central de contact pour le signalement et l'analyse d'incidents concernant la sécurité dans le secteur de l'électricité.
- le développement de politiques et de protocoles du NERC relatifs au signalement des incidents matériels et cybernétiques, comprenant un mécanisme de contrôle de conformité.
- l'établissement de normes uniformes régissant le signalement et la communication des renseignements sur les incidents de sécurité matériels et cybernétiques aux agences de sécurité internes, aux organismes d'analyse et de communication de renseignements propres au secteur de l'électricité (y compris les ISAC), aux agences de maintien de l'ordre ainsi qu'aux organismes gouvernementaux.
- l'élaboration de nouveaux mécanismes et la diffusion des mécanismes existants[48] au Canada et aux Etats-Unis, pour faciliter la communication des renseignements sur les menaces et la vulnérabilité du secteur de l'électricité entre les gouvernements ainsi qu'entre le secteur privé et les gouvernements.
- que les gouvernements fédéraux, d'états, provinciaux et territoriaux travaillent au développement et à la promulgation de mesures et procédures de protection contre la divulgation de renseignements importants et sensibles portant sur les infrastructures essentielles.

43. Déterminer clairement l'autorité responsable de la sécurité physique et cybernétique.

Le groupe de travail recommande que les entreprises déterminent clairement, un point d'autorité et de prise en charge de la sécurité physique et cybernétique. Cette autorité devrait avoir le pouvoir d'influer sur la prise de décision dans les entreprises et de prendre des décisions relatives à la sécurité physique et cybernétique.

Les entrevues et analyses réalisées par le Sous-groupe sur la sécurité révèlent que des entités de pouvoir n'ont pas appliqué le principe des pratiques exemplaires au moment d'organiser leur personnel de sécurité. Il a été noté qu'à plusieurs niveaux d'autorité, le personnel de sécurité des systèmes d'information (SI) relevait d'un membre du personnel de soutien des TI, comme le dirigeant principal de l'information (DPI).

Les pratiques exemplaires de l'industrie des TI, observées dans la plupart des grandes entreprises automatisées, indiquent que la meilleure façon d'assurer un sain équilibre entre les exigences de sécurité des TI et les exigences d'exploitation consiste à placer la sécurité à un niveau comparable à l'intérieur de la structure organisationnelle. En accordant au personnel de sécurité un certain niveau d'autonomie, l'administration pourra équilibrer convenablement les risques associés et les exigences opérationnelles de l'établissement.

44. Élaborer des procédures pour empêcher ou limiter la divulgation inopportune de renseignements.

Ensemble, les secteurs publics et privés doivent établir et mettre en oeuvre des procédures de sécurité et des cours de sensibilisation visant à empêcher ou à limiter la divulgation d'information par surveillance de sources ouvertes ou collecte, de surveillance ou subtilisation de renseignements.

Les entrevues menées par le Sous-groupe sur la sécurité et l'analyse des renseignements n'ont donné aucune indication permettant de croire qu'il y a eu dans les zones de contrôle ou chez les coordonnateurs collecte ou subtilisation de renseignements, ou surveillance de sources de communication ouvertes qui aurait pu mener à la panne du 14 août 2003. Cependant, de telles activités pourraient être employées par des personnes, des groupes ou des états-nations malveillants engagés dans la recherche de renseignements dans le but d'obtenir un aperçu ou des renseignements exclusifs sur les fonctions et les capacités du réseau d'énergie électrique. La collecte de renseignements provenant de sources ouvertes est difficile à détecter et elle est aussi mieux contrée grâce à l'examen attentif que les entrepreneurs industriels exercent sur la nature et la portée des renseignements qu'ils rendent public. Par comparaison, les méthodes de subtilisation et de

surveillance sont des activités plus faciles à détecter, et auxquelles on pourra s'attaquer grâce à une meilleure formation en matière de sensibilisation et de sécurité. En plus de la prévention et de la détection, il est également important que des incidents liés à des activités soupçonnées ou réelles de collecte de renseignements soient signalés aux autorités gouvernementales.

Pour remédier à cette situation, le Groupe de travail recommande que :

- les secteurs public et privé agissent ensemble pour établir et mettre en oeuvre des procédures de sécurité et des cours de sensibilisation visant à limiter la divulgation de renseignements qui ne sont pas du domaine public ou à supprimer des renseignements auparavant rendus disponibles dans le domaine public (sites Web, système de babillard électronique, publications industrielles, etc.);
- les secteurs publics et privés agissent ensemble pour établir et mettre en oeuvre des procédures de sécurité et des cours de sensibilisation visant à empêcher ou limiter la divulgation de renseignements par des moyens de subtilisation;
- les secteurs publics et privés agissent ensemble pour établir et mettre en oeuvre des procédures de sécurité et des cours de sensibilisation visant à limiter, empêcher et détecter les incidents de surveillance;
- lorsque de tels mécanismes n'existent pas, les secteurs publics et privés agissent ensemble pour établir un protocole de sécurité et un réseau de renseignements sécurisé pouvant être utilisés dans les cas de tentatives et d'incidents présumés et avérés de subtilisation et de surveillance.

Groupe IV. Mesures à prendre pour améliorer la performance en matière de fiabilité du secteur nucléaire canadien

Les centrales nucléaires des États-Unis touchées par la panne du 14 août ont fonctionné comme prévu. Après avoir réexaminé les critères de conception et la réaction des centrales, les membres américains du Sous-groupe sur le nucléaire n'ont fait aucune recommandation relative aux centrales nucléaires des États-Unis.

Tel qu'il est mentionné au chapitre 8, les centrales nucléaires canadiennes n'ont pas déclenché la panne ni contribué à l'étendre. Comme prévu, elles se sont plutôt déconnectées du réseau. En conséquence, les membres canadiens du Sous-groupe sur le nucléaire n'ont fait aucune recommandation à l'égard de la conception ou du fonctionnement des centrales nucléaires canadiennes pour améliorer la fiabilité du réseau électrique en Ontario. Le Sous-groupe canadien sur le nucléaire a cependant émis deux recommandations visant à améliorer la réaction aux incidents occasionnant la perte d'alimentation électrique extérieure; l'une concerne l'équipement de production d'électricité auxiliaire du Centre des mesures d'urgence de la Commission canadienne de sûreté nucléaire et l'autre, l'utilisation des barres de compensation. Le Groupe de travail a accepté ces recommandations, qui sont présentées ci-dessous.

45. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire exige qu'Ontario Power Generation et Bruce Power revoient leurs procédures d'exploitation et la formation des opérateurs relatives à l'utilisation des barres de compensation.

OPG et Bruce Power doivent revoir leurs procédures d'exploitation pour vérifier si des procédures de rechange peuvent être mises en place pour effectuer ou réduire le nombre de contrôles système requis avant de mettre les barres de compensation en mode de commande automatique. Cet examen devrait comprendre une évaluation des contraintes réglementaires relatives à l'utilisation des barres de compensation, afin de s'assurer que les risques sont gérés de manière appropriée.

Les procédures d'exploitation actuelles exigent que l'opérateur de réacteur et le superviseur de la salle de commande exécutent des vérifications indépendantes des systèmes de réacteur avant que le réacteur soit mis en mode automatique et puisse fonctionner à la puissance 60 %. Des procédures de rechange qui permettraient aux réacteurs de fonctionner à 60 % de leur puissance en attendant que le réseau soit rétabli, pourraient réduire d'autres risques possibles pour la santé et la sécurité des Ontariens, pouvant survenir à la suite de la perte d'une source vitale d'énergie électrique. La surveillance et l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, pour toute modification des procédures d'exploitation, pourraient garantir que la santé et la sécurité, la sécurité matérielle ou l'environnement ne sont pas compromis. La CCSN évaluerait les résultats de l'examen proposé pour s'assurer que la santé et la sécurité, la sécurité matérielle et l'environnement ne sont pas compromis par une mesure proposée.

46. Le Groupe de travail recommande que la Commission canadienne de sûreté nucléaire achète et installe de l'équipement de production de secours.

Dans le but de s'assurer que le Centre des mesures d'urgence de la CCSN est mobilisable et entièrement fonctionnel en cas d'urgence nécessitant l'intervention de la CCSN, que l'urgence soit d'ordre nucléaire ou autre, et que les besoins du personnel nécessaire pour répondre à la situation peuvent être satisfaits de façon sécuritaire, la CCSN devrait pouvoir compter sur de l'équipement auxiliaire de production électrique offrant une capacité suffisante pour fournir en énergie le Centre, les systèmes de télécommunications et de technologie de l'information (TI) ainsi que les bureaux du personnel de la CCSN requis pour répondre à une urgence.

La panne du 14 août a démontré que le centre des opérations d'urgence de la CCSN, les TI et l'équipement de communication sont vulnérables lorsqu'une panne d'électricité survient dans la région d'Ottawa.

Renvois

[1] En toute impartialité, on doit admettre que dans certaines zones, les organismes de fiabilité électrique ont appliqué avec diligence les recommandations relatives aux pannes précédentes. Selon le *Initial Report by the New York State Department of Public Service on the August 14, 2003 Blackout*, les entités de New York ont appliqué l'ensemble des 100 recommandations émises après la panne qui s'est produite à New York en 1977.

[2] La nécessité d'un renouvellement de l'engagement en matière de fiabilité pour tous les organismes concernés a été corroborée de diverses manières par de nombreux commentateurs du *Rapport provisoire*, dont les suivants : Anthony J. Alexander, FirstEnergy; David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; Joseph P. Carson, P.E.; Harrison Clark; F. J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R. M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; et Raymond K. Kershaw, International Transmission Company.

[3] Voir les commentaires connexes formulés par Anthony J. Alexander, FirstEnergy; Deepak Divan, SoftSwitching Technologies; Pierre Guimond, Association nucléaire canadienne; Hans Konow, Association canadienne de l'électricité; Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; et James K. Robinson, PPL.

[4] Voir « The Economic Impacts of the August 2003 Blackout », Electric Consumers Resource Council (ELCON), 2 février 2004.

[5] La nécessité d'une intervention pour rendre les normes exécutoires a été corroborée par de nombreux commentateurs, dont les suivants : David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; Carl Burrell, IMO Ontario; David Cook, North American Electric Reliability Council; Deepak Divan, SoftSwitching Technologies; Charles J. Durkin, Northeast Power Coordinating Council; David Goffin, Association canadienne des fabricants de produits chimiques; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Hans Konow, Association canadienne de l'électricité; Barry Lawson, National Rural Electric Cooperative Association; William J. Museler, exploitant indépendant de réseau (New York); Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel; Gordon Van Welie, ISO New England, Inc.; et C. Dortch Wright, au nom de James McGreevey, Governor of New Jersey.

[6] Cette recommandation a été suggérée par quelques membres du Sous-groupe sur la sécurité.

[7] La nécessité d'évaluer et, le cas échéant, de renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité a été corroboré à divers égards par de nombreux commentateurs, y compris Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; Chris Booth, Experienced Consultants LLC; Carl Burrell, IMO Ontario;Linda Campbell, Florida Reliability Coordinating Council; Linda Church Ciocci, National Hydropower Association; David Cook, NERC; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Charles J. Durkin, Northeast Power Coordinating Council; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Michael W. Golay, Massachusetts Institute of Technology; Leonard S. Hyman, Private Sector Advisors, Inc; Marija Ilic, Carnegie Mellon University; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Paul Kleindorfer, University of Pennsylvania; Michael Kormos, PJM Interconnection; Bill Mittelstadt, Bonneville Power Administration; William J. Museler, exploitant indépendant de réseau (New York); James K. Robinson, PPL; John Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel; Synesiou, IMS Corporation; Gordon Van Welie, ISO New England; Vickie Van

Zandt, Bonneville Power Administration; et C. Dortch Wright, au nom de James McGreevey, Governor of New Jersey.

[8] Plusieurs commentateurs ont recommandé de tenir les entreprises pour responsables de la performance de leurs organisations en matière de fiabilité, y compris de disposer de ressources suffisantes pour exécuter les fonctions de fiabilité. Ces commentateurs comprennent Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Gordon Van Welie, ISO New England, Inc.; et Donald Wightman, Utility Workers Union of America. Les membres du Sous-groupe sur l'électricité ont élargi le concept pour centrer la responsabilité sur les cadres supérieurs.

[9] Plusieurs commentateurs ont signalé l'importance de préciser que les dépenses et les investissements relatifs à la fiabilité prudemment consentis peuvent être recouvrés au moyen d'un relèvement de tarif approuvé par un organisme de réglementation. Ces commentateurs comprennent Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; Deepak Divan, SoftSwitching Technologies; Stephen Fairfax, MTechnology, Inc.; Michael W. Golay, Massachusetts Institute of Technology; Pierre Guimond, Association nucléaire canadienne; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Paul R. Kleindorfer, University of Pennsylvania; Hans Konow, Association canadienne de l'électricité; Barry Lawson, National Rural Electric Cooperative Association; et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.

[10] Le concept d'un processus continu du NERC visant à suivre l'application des recommandations en vigueur ou futures a été entrepris par le NERC et élargi par des membres du Sous-groupe sur la sécurité. Voir les commentaires de David Cook, North American Electric Reliability Council.

[11] Cette recommandation a été suggérée par le NERC et corroborée par des membres du Sous-groupe sur la sécurité.

[12] Voir les commentaires de Jack Kerr, Dominion Virginia Power.

[13] Le concept de « notion d'incidence sur la fiabilité » a été suggéré par le NERC et corroboré par le Sous-groupe sur la sécurité.

[14] La suggestion que l'EIA devienne une source de données et de renseignements sur la fiabilité provient d'un des membres du Sous-groupe sur la sécurité.

[15] Plusieurs commentateurs ont soulevé la question de l'existence d'un lien entre l'accroissement de la concurrence (ou l'augmentation de la vente en vrac d'électricité) dans les marchés de l'électricité et la panne du 14 août. Voir les commentaires de Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Brian O'Keefe, Canadian Union of Public Employees; Les Pereira; et John Wilson.

[16] Plusieurs commentateurs ont suggéré que les organismes gouvernementaux accroissent leur recherche en matière de fiabilité ou souligné la nécessité de généraliser une telle R & D. Voir les commentaires de Deepak Divan, SoftSwitching Technologies; Marija Ilic, Carnegie Mellon University; Hans Konow, Association canadienne de l'électricité; Stephen Lee, Electric Power Research Institute; James K. Robinson, PPL; John Synesiou, IMS Corporation; et C. Dortch Wright, au nom de James McGreevey, Governor of New Jersey.

[17] Le concept de cadre permanent pour les enquêtes relatives aux réseaux provient de membres du Sous-groupe sur la sécurité, après qu'ils aient noté que la National Aeronautics and Space Administration (NASA) des États-Unis s'est dotée d'une disposition semblable après l'explosion de la navette *Challenger* en 1986. Ce cadre a été utilisé immédiatement après la perte de la navette *Columbia* en 2003.

[18] Cette question a été traitée en détail dans les commentaires de David Cook, North American Electric Reliability Council, et en partie dans les commentaires d'Anthony J. Alexander, First Energy Corporation; Ajay Garg, Hydro One Networks, Inc.; George Katsuras, IMO Ontario; et Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration.

[19] Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, 105 FERC ¶ 61,372, 24 décembre 2003.

[20] Voir le site WEB de l'ECAR : http://www.ecar.org/documents/document%201_6-98.pdf

[21] Voir le site WEB du NERC : http://www.nerc.com/standards/.

[22] La nécessité d'assurer un meilleur entretien du dégagement des lignes de transport d'électricité dans les emprises est soulignée par plusieurs commentateurs, y compris Richard E. Abbott, arboriste de services publics; Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; David Cook, North American Electric Reliability Council; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One

Networks, Inc.; Tadashi Mano, Tokyo Electric Power Company; Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration; et Donald Wightman, Utility Workers Union of America.

[23] *Utility Vegetation Management Final Report*, CN Utility Consulting, LLC, mars 2004, exécuté sur demande de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis à l'appui de l'enquête sur to la panne du 14 août 2003.

[24] La nécessité de vérifier et de renforcer la conformité aux normes du NERC a été signalée par plusieurs commentateurs. Voir les commentaires de David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; Carl Burrell, IMO Ontario; David Cook, North American Electric Reliability Council; et Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel.

[25] La nécessité de vérifier l'application des normes du NERC par des vérifications de l'état de préparation – avant que des incidents défavorables ne surviennent – a été signalée par plusieurs commentateurs. Voir les commentaires de David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; David Cook, North American Electric Reliability Council; Barry Lawson, National Rural Electric Cooperative Association; Bill Mittelstadt, Bonneville Power Administration; et Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel.

[26] La nécessité d'améliorer la formation et les exigences d'accréditation de l'encadrement et du personnel des centres de commande a suscité de nombreux commentaires. Voir ceux de David Cook, North American Electric Reliability Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Victoria Doumtchenko, MPR Associates; Pat Duran, IMO Ontario; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; George Katsuras, IMO Ontario; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Tim Kucey, Office national de l'énergie, Canada; Stephen Lee, Electric Power Research Institute; Steve Leovy, commentaire personnel; Ed Schwerdt, Northeast Power Coordinating Council; Tapani O. Seppa, The Valley Group, Inc.; Eric B. Stephens, Ohio Consumers' Counsel; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Company; Don Watkins, Bonneville Power Administration; et Donald Wightman, Utility Workers Union of America.

[27] Cette confiance et le risque d'une dépendance exagérée sont souvent non reconnus dans l'industrie.

[28] Nombre d'intervenants ont demandé une formulation plus claire des rôles, responsabilités et autorités des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité, en particulier en situation d'urgence. Voir les commentaires de Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; Chris Booth, Experienced Consultants LLC; Michael Calimano, New York ISO; Linda Campbell, Florida Reliability Coordinating Council; David Cook, North American Electric Reliability Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Mark Fidrych, Western Area Power Authority; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Carl Hauser, Washington State University; Stephen Kellat; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Michael Kormos, PJM Interconnection; William J. Museler, exploitant indépendant de réseau (New York); Tapani O. Seppa, The Valley Group, Inc.; John Synesiou, IMS Corporation; Gordon Van Welie, ISO New England, Inc.; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration; Kim Warren, IMO Ontario; et Tom Wiedman, Consolidated Edison. Les membres du Sous-groupe sur la sécurité ont formulé le concept définition d'un « état d'alerte », de « normal » à « urgence », et des rôles, responsabilités et autorités connexes.

[29] La nécessité de mieux utiliser les mesures de protection des réseaux a fait l'objet d'un nombre considérable de commentaires, notamment de la part de James L. Blasiak, International Transmission Company; David Cook, North American Electric Reliability Council; Charles J. Durkin, Northeast Power Coordinating Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Gurgen et Spartak Hakobyan, étude personnelle; Marija Ilic, Carnegie Mellon University; Shinichi Imai, Tokyo Electric Power Company; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Stephen Lee, Electric Power Research Institute; Ed Schwerdt, Northeast Power Coordinating Council; Robert Stewart, PG&E; Philip Tatro, National Grid Company; Carson Taylor, Bonneville Power Administration; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Company; Don Watkins, Bonneville Power Administration; et Tom Wiedman, Consolidated Edison.

[30] La question de développer et d'adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les préposés aux centres de commande et les coordonnateurs de la fiabilité a suscité de nombreux commentaires, y compris ceux de Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; Eric Allen, New York ISO; Chris Booth, Experienced Consultants, LLC; Mike Calimano, New York ISO; Claudio Canizares, University of Waterloo (Ontario); David Cook, North American Electric

Reliability Council; Deepak Divan, SoftSwitching Technologies Victoria Doumtchenko, MPR Associates; Pat Duran, IMO Ontario; Bill Eggertson, Association canadienne des énergies renouvelables; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Michael Kormos, PJM Interconnection; Tim Kucey, Office national de l'énergie, Canada; Steve Lapp, Lapp Renewables; Stephen Lee, Electric Power Research Institute; Steve Leovy; Tom Levy; Peter Love, Alliance de l'efficacité énergétique du Canada; Frank Macedo, Hydro One Networks, Inc.; Bill Mittelstadt, Bonneville Power Administration; Fiona Oliver, Alliance de l'efficacité énergétique du Canada; Peter Ormund, Mohawk College; Don Ross, Prince Edward Island Wind Co-op Limited; James K. Robinson, PPL; Robert Stewart, PG&E; John Synesiou, IMS Corporation; Gordon Van Welie, ISO New England, Inc.; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration; Don Watkins, Bonneville Power Administration; Chris Winter, The Conservation Council of Ontario; David Zwergel, Midwest ISO. Le concept d'exiger un contrôle annuel pour l'accréditation des opérateurs de systèmes SGE et SCADA provient d'un des membres du Sous-groupe sur la sécurité. Voir aussi les commentaires de John Synesiou, IMS Corporation.

[31] La nécessité de renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension a fait l'objet de plusieurs commentaires. Voir les commentaires de Claudio Canizares, University of Waterloo (Ontario); David Cook, North American Electric Reliability Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Stephen Fairfax, MTechnology, Inc.; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Shinichi Imai et Toshihiko Furuya, Tokyo Electric Power Company; Marija Ilic, Carnegie Mellon University; Frank Macedo, Hydro One Networks, Inc.; et Tom Wiedman, Consolidated Edison. Plusieurs commentateurs ont traité de questions relatives à la production de puissance réactive pour la vente en gros d'électricité. Voir les commentaires de Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; K.K. Das, PowerGrid Corporation of India, Limited; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Stephen Fairfax, MTechnology, Inc.; et Carson Taylor, Bonneville Power Administration.

[32] Voir notes aux pages 122 et 123.

[33] Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, 105 FERC ¶ 61,372, 24 décembre 2003.

[34] La nécessité d'améliorer la qualité des données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données a été abondamment commentée. Voir les commentaires de Michael Calimano, New York ISO; David Cook, North American Electric Reliability Council; Robert Cummings, North American Electric Reliability Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Mark Fidrych, Western Area Power Administration; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; Frank Macedo, Hydro One Networks, Inc.; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration; Don Watkins, Bonneville Power Administration; et David Zwergel, Midwest ISO.

[35] Plusieurs commentateurs ont traité à divers égards des normes du NERC, y compris Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; Carl Burrell, IMO Ontario; David Cook, North American Electric Reliability Council; F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, Power Engineers Seeking Truth; Charles J. Durkin, Northeast Power Coordinating Council; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; James K. Robinson, PPL; Mayer Sasson, New York State Reliability Council; et Kim Warren, IMO Ontario.

[36] Voir *Initial Report by the New York State Department of Public Service on la panne du 14 août 2003* (2004), ainsi que les commentaires de Mayer Sasson, New York State Reliability Council.

[37] F.J. Delea, J.A. Casazza, G.C. Loehr, et R.M. Malizewski, «The Need for Strong Planning and Operating Criteria to Assure a Reliable Bulk Power Supply System », 29 janvier 2004.

[38] La nécessité de resserrer les protocoles de communication et d'améliorer les systèmes de communications a été mentionnée par plusieurs commentateurs. Voir les commentaires de Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; David Barrie, Hydro One Networks, Inc.; Carl Burrell, IMO Ontario; Michael Calimano, New York ISO; David Cook, North American Electric Reliability Council; Mark Fidrych, Western Area Power Administration; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; William Museler, New York ISO; John Synesiou, IMS Corporation; Vickie Van Zandt, Bonneville Power Administration; Don Watkins, Bonneville Power Administration; Tom Wiedman, Consolidated Edison.

[39] Voir les commentaires de Tapani O. Seppa, The Valley Group, Inc.

[40] Plusieurs commentateurs ont signalé la nécessité d'un usage plus systématique d'enregistreurs de données synchronisés. Voir en particulier les commentaires de David Cook, North American Electric Reliability Council; Ajay Garg et Michael Penstone, Hydro One Networks, Inc.; et Robert Stewart, PG&E.

[41] L'importance de tirer les leçons de l'expérience de rétablissement du réseau après la panne du 14 août a été soulignée par Linda Church Ciocci, National Hydropower Association; David Cook, North American Electric Reliability Council; Frank Delea; Bill Eggertson, Association canadienne des énergies renouvelables; Stephen Lee, Electric Power Research Institute; et Kim Warren, IMO Ontario.

[42] La nécessité de préciser les critères d'identification des installations essentielles et d'améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les arrêts de service imprévus a été mentionnée par Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; et Raymond K. Kershaw, International Transmission Company.

[43] La nécessité de rationaliser le processus ACT et d'en limiter l'emploi aux cas non urgents a été traitée par plusieurs commentateurs, y compris Anthony J. Alexander, FirstEnergy Corporation; Carl Burrell, IMO Ontario; Jack Kerr, Dominion Virginia Power; Raymond K. Kershaw, International Transmission Company; et Ed Schwerdt, Northeast Power Coordinating Council.

[44] Normes du NERC sur www.nerc.com (Urgent Action Standard 1200 – Cyber Security, Reliability Standard 1300 – Cyber Security) et lignes directrices du DOE/PCIB sur la norme, à www.ea.doe.gov/pdfs/21stepsbooklet.pdf («21 Steps to Improve Cyber Security of SCADA Networks»).

[45] Par exemple : « 21 Steps to Improve Cyber Security of SCADA Networks », http://www.ea.doe.gov/pdfs/21stepsbooklet.pdf.

[46] Adresse pour le Canada : http://www.dfait-maeci.gc.ca/anti-terrorism/actionplan-en.asp; Adresse pour les États-Unis :http://www.whitehouse.gov/news/releases/2001/12/20011212-6.html.

[47] La technologie des «boîtes noires» englobe tout dispositif, parfois très important, dont l'utilisateur ne comprend pas le fonctionnement et auquel il ne peut accéder.

[48] L'imprimé 417 du DOE est un exemple de mécanisme de partage de l'information existant mais sous-utilisé.

Annexe A

Membres du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant et de ses trois sous-groupes

Coprésidents du Groupe de travail

Spencer Abraham, secrétaire, Department of Energy, États-Unis (USDOE)

R. John Efford, ministre, Ressources naturelles Canada (en titre) et **Herb Dhaliwal** (de août à décembre 2003)

Membres canadiens du Groupe de travail

Linda J. Keen, présidente et première dirigeante, Commission canadienne de sûreté nucléaire

Anne McLellan, vice-première ministre et ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile

John Manley, (ancien) vice-premier ministre et ministre des Finances

Kenneth Vollman, président, Office national de l'énergie

Membres américains du Groupe de travail

Nils J. Diaz, président, Nuclear Regulatory Commission

Tom Ridge, secrétaire, US Department of Homeland Security (DHS)

Pat Wood, III, président, Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Responsables de la gestion des sous-groupes de travail

Jimmy Glotfelty, directeur, Office du transport et de la distribution, USDOE

Nawal Kamel, conseillère spéciale auprès du sous-ministre, Ressources naturelles Canada (RNCan)

Sous-groupes du Groupe de travail

Sous-groupe sur l'électricité

Coprésidents

David Meyer, conseiller principal, Office du transport et de la distribution de l'électricité, USDOE (Gouvernement des États Unis)

Thomas Rusnov, conseiller principal, Ressources naturelles Canada (Gouvernement du Canada)

Alison Silverstein, conseillère principale en politiques énergétiques auprès du président, FERC (Gouvernement des États-Unis)

Membres canadiens

David Barrie, premier vice-président, Gestion des actifs, Hydro One

David Burpee, directeur, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Ressources naturelles Canada (Gouvernement du Canada)

David McFadden, président, Groupe national des industries de l'énergie et des infrastructures, Gowling, Lafleur, Henderson LLP (Ontario)

Membres américains

Donald Downes, président, Public Utility Commission (Connecticut)

Joseph H. Eto, scientifique, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS)

Jeanne M. Fox, présidente, New Jersey Board of Public Utilities (New Jersey)

H. Kenneth Haase, vice-président principal, Transmission, New York Power Authority (New York)

J. Peter Lark, président, Public Service Commission (Michigan)

Blaine Loper, ingénieur principal, Pennsylvania Public Utility Commission (Pennsylvanie)

William McCarty, président, Indiana Utility Regulatory Commission (Indiana)

David O'Brien, commissaire, Vermont Public Service Department (Vermont)

David O'Connor, commissaire, Division des ressources énergétiques, Office of Consumer Affairs and Business Regulation (Massachusetts)

Alan Schriber, président, Public Utility Commission (Ohio)

Gene Whitney, analyste des politiques, Office of Science and Technology Policy (Gouvernement des États-Unis)

Sous-groupe sur la sécurité

Coprésidents

William J.S. Elliott, secrétaire adjoint du Cabinet, Bureau du Conseil privé, Sécurité et renseignement (Gouvernement du Canada)

Robert Liscouski, secrétaire adjoint à l'infrastructure, Department of Homeland Security (Gouvernement des États-Unis)

Membres canadiens

Curt Allen, directeur, Conseil de gestion du gouvernement, Bureau du stratège en chef de l'information pour la fonction publique, gouvernement de l'Ontario

Gary Anderson, chef, Contre-ingérence globale, Service canadien du renseignement de sécurité (Gouvernement du Canada)

Michael Devancy, chef adjoint, Sécurité des technologies de l'information, Centre de la sécurité des télécommunications (Gouvernement du Canada)

James Harlick, sous-ministre adjoint, Sécurité publique et Protection civile Canada (Gouvernement du Canada)

Peter MacAulay, officier responsable, Sous-direction de la criminalité technologique, Gendarmerie royale du Canada (Gouvernement du Canada)

Ralph Mahar, chef, Opérations techniques, Services scientifiques et techniques, Service canadien du renseignement de sécurité (Gouvernement du Canada)

James Young, commissaire à la Sécurité publique, ministère de la Sûreté et de la Sécurité publique (Ontario)

Membres américains

Sid Casperson, directeur, Office of Counter Terrorism (New Jersey)

Vincent DeRosa, sous-commissaire, directeur de la sécurité du territoire, Department of Public Safety (Connecticut)

Harold M. Hendershot, chef de service par intérim, Service des intrusions informatiques, Federal Bureau of Investigation (Gouvernement des États-Unis)

Kevin Kolevar, conseiller principal du secrétaire adjoint, Department of Energy (gouvernement des États-Unis)

Paul Kurtz, assistant spécial au président et directeur principal, Critical Infrastructure Protection, Homeland Security Council (gouvernement des États-Unis)

James McMahon, conseiller principal (New York)

Colonel Michael C. McDaniel, Adjudant général adjoint, Homeland Security (Michigan)

John Overly, directeur exécutif, Division of Homeland Security (Ohio)

Andy Pudry, directeur adjoint, Division nationale de la sécurité informatique, Direction de l'analyse de l'information et de la protection des infrastructures, DHS

Kerry L. Sleeper, commissaire à la sécurité publique (Vermont)

Arthur Stephens, sous-secrétaire à la technologie de l'information, Office of Administration (Pennsylvanie)

Steve Schmidt, chef de section, Technologies et applications spéciales, Federal Bureau of Investigation (Gouvernement des États-Unis)

Richard Swensen, sous-secrétaire, Office of Public Safety and Homeland Security (Massachusetts)

Simon Szykman, analyste principal des politiques, Office of Science and Technology Policy (Gouvernement des États-Unis)

Sous-groupe sur le nucléaire

Coprésidents

Nils Diaz, président, Nuclear Regulatory Commission (Gouvernement des États-Unis)

Linda J. Keen, présidente et première dirigeante, Commission canadienne de sûreté nucléaire (Gouvernement du Canada)

Membres canadiens

James Blyth, directeur général, Réglementation des centrales nucléaires, Commission canadienne de sûreté nucléaire (Gouvernement du Canada)

Duncan Hawthorne, président-directeur général, Bruce Power (Ontario)

Robert Morrison, conseiller principal, Ressources naturelles Canada (Gouvernement du Canada)

Ken Pereira, vice-président, Direction générale des opérations, Commission canadienne de sûreté nucléaire (Gouvernement du Canada)

Membres américains

David J. Allard, CHP, directeur, Bureau de la protection contre les rayonnements, Department of Environmental Protection (Pennsylvanie)

Frederick F. Butler, commissaire, New Jersey Board of Public Utilities (New Jersey)

Sam J. Collins, directeur adjoint, Programme des réacteurs, U.S. Nuclear Regulatory Commission (Gouvernement des États-Unis)

Paul Eddy, spécialiste de l'exploitation des systèmes, Public Service Commission (New York)

J. Peter Lark, président, Public Service Commission (Michigan)

William D. Magwood IV, directeur, Bureau de l'énergie nucléaire, Department of Energy (Gouvernement des États-Unis)

G. Ivan Moldonado, professeur agrégé de génie mécanique, industriel et nucléaire, University of Cincinnati (Ohio)

David O'Brien, commissaire, Department of Public Service (Vermont)

David O'Connor, commissaire, Office of Consumer Affairs and Business Regulation (Massachusetts)

Gene Whitney, analyse des politiques, National Science and Technology Policy, Executive Office of the President (Gouvernement des ÉtatsUnis)

Edward Wilds, Bureau de la gestion de l'air, Department of Environmental Protection (Connecticut)

Ce rapport témoigne des efforts soutenus de centaines de personnes qui ne sont pas nommées ci-dessus. Elles comprennent notamment des ingénieurs en électricité, des spécialistes des technologies de l'information et d'autres spécialistes nord-américains provenant de l'industrie de l'électricité, du milieu universitaire, des organismes de réglementation des États-Unis et du Canada, du Department of Homeland Security des États-Unis, des laboratoires nationaux du Department of Energy des États-Unis, du Federal Bureau of Investigation des États-Unis, de la Gendarmerie royale du Canada, de la Bonneville Power Administration, de la Western Area Power Administration, de la Tennessee Vallley Authority, du North American Electric Reliability Council, de PJM Interconnection, Inc. et du Independent Market Operator de l'Ontario. Les membres du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant les remercient et les félicitent pour leur dévouement et leur professionnalisme.

Annexe B

Description de l'enquête sur la panne de courant et du processus d'élaboration des recommandations

Le 14 août 2003, les Etats du nord-est des Etats-Unis et la province de l'Ontario, au Canada, ont subi une des pires pannes d'électricité de l'histoire de l'Amérique du Nord. Le territoire touché s'étendait des États de New York, du Massachusetts et du New Jersey vers l'ouest jusqu'à l'État du Michigan, et de l'État de l'Ohio vers le nord, jusqu'en Ontario, au Canada.

Le président Georges W. Bush et le premier ministre Jean Chrétien ont créé un Groupe de travail États-Unis-Canada à qui ils ont confié le mandat de déterminer les causes de la panne et d'élaborer des recommandations visant à prévenir et à circonscrire de nouvelles pannes. Le secrétaire du département de l'Énergie des États-Unis, Spencer Abraham, et le ministre de Ressources naturelles Canada, Herb Dhaliwal, se sont rencontrés le 20 août à Détroit, Michigan, et se sont entendus sur les grandes lignes des activités du Groupe de travail.

Cette annexe décrit la démarche adoptée pour déterminer les causes de cette panne et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite, et explique comment ont été élaborées les recommandations visant à prévenir et à réduire au minimum l'éventualité de nouvelles pannes. La Phase I de la démarche s'est terminée avec la publication du *Rapport provisoire* qui décrivait la panne et les raisons qui l'ont entraînée, le 19 novembre 2003. Le présent rapport final, publié le 29 mars 2004, met fin à la Phase II de la démarche et soumet des recommandations acceptables aux deux pays en vue de prévenir et de réduire l'envergure de futures pannes. Ce rapport, qui contient les conclusions du rapport provisoire et les informations les plus récentes issues de la poursuite des travaux d'analyse des équipes d'enquête, remplace entièrement le *Rapport provisoire*.

Au cours de la Phase II, le Groupe de travail a consulté le public et divers spécialistes, tant au Canada qu'aux États-Unis, en vue d'élaborer ses recommandations finales. La population a été invitée à transmettre ses commentaires sur le *Rapport provisoire* et à se prononcer sur les recommandations visant à améliorer la fiabilité du réseau électrique des deux pays, soit par l'envoi de courriels à RNCan ou au DOE, soit lors des forums publics et des ateliers d'experts techniques.

Les comptes rendus textuels de ces forums et ateliers ont été affichés sur les sites Web de RNCan et du DOE. Au Canada, qui est un pays bilingue, les commentaires ont été affichés dans la langue dans laquelle ils ont été transmis. L'Annexe C dresse la liste des personnes et des organismes qui ont présenté des commentaires sur le rapport provisoire ou des suggestions sur les recommandations visant à améliorer la fiabilité du réseau. Leur apport a été vivement apprécié. Leurs commentaires peuvent être consultés dans leur version intégrale ou résumée, à http://www.nrcan.gc.ca ou à http://www.electricity.doe.gov.

Composition et responsabilités du Groupe de travail

Les coprésidents du Groupe de travail étaient le secrétaire du département de l'Énergie des États-Unis, Spencer Graham, et le ministre de Ressources naturelles Canada, Herb Dhaliwal, au cours de la Phase I des travaux, et R. John Efford, au cours de la Phase II. Les autres membres américains comprenaient Nils J. Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission, Tom Ridge, secrétaire de la Homeland Security, et Pat Wood, III, président de la Federal Energy Regulatory Commission. Les autres membres canadiens comprenaient Johh Manley, vice-premier ministre, au cours de la Phase I, auquel a succédé Anne McLellan, vice-première ministre et ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile, au cours de la Phase II, Linda J. Keen, présidente et directrice générale de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, et Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie. Les coordonnateurs du Groupe de travail étaient Jimmy Glotfelty, qui a représenté le Département de l'Énergie des États-Unis, et Nawal Kamel, qui a représenté Ressources naturelles Canada.

Le 27 août, le secrétaire Abraham et le ministre Dhaliwal ont annoncé la création de trois sous-groupes appelés à seconder le Groupe de travail dans ses tâches. Ces trois sous-groupes se sont penchés sur les questions relatives au réseau d'électricité, à la sécurité et au fonctionnement des centrales nucléaires qui se posaient à propos de la panne. Leurs membres étaient des

représentants des départements, ministères et organismes fédéraux, des spécialistes des questions techniques et des hauts représentants des États touchés et de la province de l'Ontario.

Équipe d'enquête des États-Unis, du Canada et du NERC

Sous la surveillance du Groupe de travail, trois équipes de spécialistes des réseaux d'électricité, des centrales nucléaires et de la sécurité matérielle et cybernétique ont été constituées pour enquêter sur les causes de la panne. L'équipe chargée d'enquêter sur les réseaux d'électricité se composait de représentants de plusieurs organismes fédéraux américains, des laboratoires nationaux du Département de l'Énergie des États-Unis, de l'industrie canadienne de l'électricité, de l'Office national de l'énergie du Canada, du North American Electric Reliability Council (NERC) et de l'industrie américaine de l'électricité. Cette équipe a formé plusieurs groupes d'analyse notamment chargés de la gestion des données, de la compilation de la chronologie des événements, de la modélisation de réseau, de l'évaluation des outils d'exploitation et des communications, du rendement des réseaux de transport, de celui des génératrices, de l'examen des normes et procédures de réglementation du NERC et de la gestion de la conformité, de la planification et des études de conception des réseaux, de la gestion de la végétation et des emprises, des investissements en transport et en fiabilité et de l'analyse des causes primaires de la panne.

Des équipes d'enquête additionnelles ont par ailleurs été formées pour examiner les questions de fonctionnement des centrales nucléaires touchées par la panne et de sécurité matérielle et informatique de l'infrastructure de production-transport d'électricité. Ces équipes comprenaient également des membres qui collaboraient étroitement avec les équipes d'enquête sur les réseaux d'électricité.

Rôle des Sous-groupes

Les coprésidents américains et canadiens des trois sous-groupes, à savoir le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité, ont élaboré un programme de travail et en ont confié l'exécution à des équipes d'enquête. Les résultats de leurs analyses ont été résumés dans un rapport provisoire unique rassemblant les conclusions des trois équipes d'enquêtes et des sous-groupes de travail. En Phase II, le *Rapport provisoire* s'est enrichi et le *Rapport final* qui en découle comprend des renseignements recueillis lors des conférences techniques et provenant de travaux d'analyse et de modélisation additionnels, de même que les commentaires du grand public. Le Groupe de travail États-Unis-Canada et les coprésidents de l'enquête avaient la responsabilité de déterminer la pertinence des rapports provisoire et final et le moment où ils seraient rendus publics.

Confidentialité des données et autres renseignements

Vu la gravité de la panne et l'importance de prévenir ou de réduire au minimum les possibilités de pannes futures, il était essentiel que les équipes d'enquête du Groupe de travail aient accès aux dossiers et autres données des exploitants régionaux de lignes de transport (ERT), des exploitants indépendants de réseaux (EIR) et des sociétés d'électricité victimes de la panne, et aux données des entités nucléaires et de sécurité associées. Les équipes d'enquête ont également interrogé les personnes appropriées sur ce qu'elles considéraient comme des moments décisifs de l'évolution de cette panne, ainsi que sur les mesures qui avaient été prises et les objectifs visés. Sachant le caractère confidentiel de cette information, les membres du Groupe de travail et des équipes d'enquête ont signé des ententes où ils se sont engagés à sauvegarder la confidentialité des renseignements qui leur seraient fournis et à s'abstenir de faire des déclarations indépendantes ou hâtives aux médias ou au public au sujet des activités, des constatations et des conclusions des Sous-groupes et du Groupe de travail.

Après la publication du *Rapport provisoire*, les équipes d'enquête du Groupe de travail ont poursuivi l'évaluation des données recueillies au cours de la Phase I. Ils ont continué d'assurer la confidentialité des renseignements qu'ils détenaient et se sont à nouveau engagés à s'abstenir de faire des déclarations indépendantes ou hâtives aux médias ou au public au sujet des activités, des constatations ou des conclusions des Sous-groupes et du Groupe de travail.

Cadre juridique applicable aux États-Unis et au Canada

États-Unis

Le secrétaire à l'Énergie a demandé au Département de l'Énergie des États-Unis (USDOE) de recueillir des renseignements et de faire enquête sur la(les) cause(s) de la panne d'électricité du 14 août 2003. Pour ce faire, il a fait appel aux dispositions de l'Article 11 de

l'*Energy Supply and Environmental Coordination Act* de 1974 et de l'Article 13 de la *Federal Energy Administration Act* de 1974. Le secrétaire et le USDOE sont habilités par ces articles à recueillir sur les questions énergétiques les données qui peuvent les aider à élaborer des politiques en matière d'énergie et à faire enquête en temps utile et dans une mesure raisonnable sur les installations et les entreprises avec les mesures directes d'inspection nécessaires. De plus, le USDOE peut constater et échantillonner tout stock de combustibles ou source d'énergie, examiner et reproduire tout dossier, rapport ou autre document d'où ont été ou sont tirées des données d'ordre énergétique et interroger toute personne à qui il juge devoir s'adresser. L'USDOE a collaboré étroitement à cette enquête avec Ressources naturelles Canada et le NERC.

Canada

En sa qualité de ministre responsable de Ressources naturelles Canada, Herb Dhaliwal a été désigné par le premier ministre Chrétien comme coprésident canadien du Groupe de travail. On lui a demandé de travailler de près avec le coprésident américain, le secrétaire à l'Énergie Abraham, et avec les représentants du NERC et ses homologues provinciaux à l'exécution de cette mission. Le ministre R. John Efford, qui lui a succédé comme coprésident canadien, a maintenu une collaboration étroite avec le secrétaire Abraham et les trois sous-groupes de travail.

Dans le cadre des lois canadiennes, le Groupe de travail était un organe consultatif non constitué par une loi et dépourvu de personnalité juridique indépendante. Il n'était pas habilité à recueillir des preuves ni des dépositions; il ne pouvait pas non plus procéder à des perquisitions ni à des saisies. Au Canada, il comptait sur une communication volontaire des renseignements utiles à l'accomplissement de son mandat.

Surveillance et coordination

Les coordonnateurs américains et canadiens du Groupe de travail ont tenu de fréquentes conférences téléphoniques pour s'assurer que tous les volets de l'enquête progressaient comme prévu. Ils ont régulièrement informé le secrétaire Abraham et le ministre R. John Efford (le ministre Dhaliwal, durant la Phase I) et présenté toutes les semaines des rapports sommaires sur le déroulement de tous les volets de l'enquête. Pendant une partie de la Phase I, les responsables de l'équipe d'enquête sur le réseau électrique ont tenu des conférences téléphoniques quotidiennes portant sur les questions d'analyse et de procédure importantes pour la réalisation de leur mandat. Les trois Ssous-groupes ont tenu des conférences téléphoniques hebdomadaires au cours desquelles les équipes d'enquête les ont tenus informés de l'avancement de leurs travaux. Des conférences téléphoniques ont également porté sur l'évolution des travaux d'analyse et sur la nécessité d'assurer l'accessibilité du public à toutes les données menant à l'élaboration des recommandations. Par ailleurs, les membres des sous-groupes ont participé à des panels et à des réunions face-à-face pour examiner les ébauches du rapport.

Démarche de l'enquête sur le réseau électrique de la Phase I

Collecte de données et autres renseignements auprès des EIR, des services d'électricité, des États et de la province de l'Ontario

Le mardi 19 août 2003, les enquêteurs relevant du département de l'Énergie des États-Unis ont commencé à interroger les préposés aux salles de commande et d'autres hauts représentants des EIR et des sociétés d'électricité ayant le plus directement à voir avec les premiers stades de la panne d'électricité. Les enquêteurs ont non seulement interrogé les intéressés, mais se sont aussi renseignés sur le fonctionnement et les pratiques des salles de commande, l'état et les conditions des réseaux le 14 août, les procédures et les règles de fonctionnement, les charges limites, les plans et procédures d'intervention en cas d'urgence, les instruments et méthodes d'analyse de sécurité et les pratiques de contrôle de fréquence et de tension des lignes. Ils ont interrogé par la suite le personnel de l'Independant Market Operator (IMO) et d'Hydro One au Canada.

Les 22 et 26 août, le NERC a demandé aux coordonnateurs en fiabilité des EIR de recueillir des données et autres renseignements très divers auprès de leur coordonnateur respectif de la fiabilité de la zone de contrôle. Il s'agissait notamment d'examiner les registres SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et SGE (Système de gestion d'énergie), les relevés d'avertissements, les données des enregistreurs numériques de défauts locaux, celles des « pannes » de lignes de transport et de génératrices (déclenchements automatiques qui préviennent tout dégât matériel causé aux installations), les données des estimateurs d'état et des registres et transcriptions des exploitants et l'information relative au fonctionnement des condensateurs, des transformateurs, des délesteurs, des compensateurs statiques de pertes réactives, des dispositifs de protection ou de stabilisation et des

installations CC à haute tension. Le NERC a en outre demandé à FirstEnergy le 15 septembre de lui remettre copie des études ayant porté depuis 1990 sur l'alimentation de soutien en tension, l'alimentation en puissance réactive, l'utilisation d'accumulations statiques, les besoins en tension, les capacités d'importation ou de transfert (par rapport aux capacités d'alimentation réactive ou aux niveaux de tension) et l'incidence sur les réseaux de l'indisponibilité de la centrale Davis-Besse. On a dit à tous les intéressés que les données et autres renseignements destinés soit au USDOE soit au NERC n'avaient pas à être retransmis à l'autre organisme, toute cette information devant être versée dans une base d'information commune.

À l'étape de la préparation du rapport provisoire, l'équipe d'enquête a tenu trois conférences techniques (22 août, 8 et 9 septembre et 1er au 3 octobre) avec les ERT, les EIR et les grandes sociétés d'électricité en vue d'obtenir des éclaircissements sur les données reçues, de combler les lacunes sur le plan des données et d'en venir à une compréhension commune de ce que pouvaient impliquer les données.

« Entrepôt » de données

La quantité de données recueillies par l'équipe d'enquête a été réunie en un dépôt électronique contenant des milliers de transcriptions, de graphiques et de rapports et données sur les génératrices et les lignes de transport, au siège social du NERC, à Princeton au New Jersey. Cette base de données compte plus de 20 gigaoctets de données, dans plus de 10 000 fichiers. Elle constitue un ensemble de bases de données validée auquel les équipes d'analyse peuvent accéder au besoin.

Tout au long de l'exécution de leur mandat, les diverses équipes d'enquête ont participé à de multiples réunions en personne et conférences téléphoniques et se sont échangés de nombreux courriels. Les conclusions détaillées de leurs travaux seront incluses dans les rapports techniques que publiera le NERC.

Voici les sources d'information exploitées aux fins de l'enquête sur le réseau d'électricité :

- interviews effectuées par les membres de l'équipe d'enquête États-Unis-Canada sur la panne de courant auprès du personnel de tous les services d'électricité, des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité dans les semaines qui ont suivi la panne;
- trois réunions de collecte de renseignements tenues par l'équipe d'enquête avec les intéressés le 22 août, les 8 et 9 septembre et les 1er, 2 et 3 octobre 2003;
- trois audiences publiques tenues dans les villes de Cleveland en Ohio, New York dans l'État de New York et Toronto en Ontario;
- deux conférences techniques tenues à Philadelphie en Pennsylvanie et à Toronto au Canada;
- documentation fournie par les intéressés en réponse à une ou plusieurs demandes de données de l'équipe d'enquête;
- tous les enregistrements de conversations téléphoniques entre les centres d'opérations;
- interviews supplémentaires sur des sujets précis et visite des lieux avec le personnel d'exploitation en octobre 2003 et en janvier 2004;
- visites d'inspection de lignes de transport et d'état de la végétation aux endroits où se sont produits des courts-circuits;
- documentation fournie par les services d'électricité et les organismes de réglementation des États en réponse à des demandes de données sur les questions de gestion de la végétation des emprises;
- examen détaillé de milliers de cas d'ouverture de circuits de transport et de production d'électricité par les coupe-circuit des relais.

Exploration des données et exigences

Ce groupe a demandé aux zones de contrôle suivantes et à leurs voisins immédiats de fournir des données : MISO, MECS, FE, PJM, NYISO, ISO-NE et IMO. Le groupe visait ainsi à recenser les procédures actuellement en place dans l'industrie pour recueillir des données à la suite de grandes pannes affectant le transport et à évaluer ces procédures dans l'optique de l'enquête sur la panne de courant du 14 août 2003.

Ils ont ainsi tenté de :

- déterminer ce qui était arrivé eu égard aux causes immédiates, à la chronologie des événements et aux conséquences qui en ont découlé;
- comprendre le mécanisme de défaillance en enregistrant des variables du réseau, telles que la fréquence, la tension et le débit;
- s'appuyer sur la modélisation de la perturbation pour comprendre les mécanismes de la défaillance, déterminer comment prévenir ou limiter les pannes à l'avenir, et évaluer et améliorer l'intégrité des modèles informatiques;
- recenser des facteurs plus profonds et sous-jacents ayant contribué à la défaillance (p. ex. des politiques générales, des pratiques courantes, des voies de communication, des cultures organisationnelles).

Chronologie des événements

Plus de 800 événements se sont produits pendant la panne du 14 août, parmi lesquels l'ouverture et la fermeture de lignes de transport et de leurs disjoncteurs et commutateurs, et le déclenchement et le démarrage des génératrices et de leurs disjoncteurs. La plupart de ces événements se sont produits dans les quelques minutes de la propagation en cascade de la panne, entre 16 h 06 et 16 h 12, HAE. Pour analyser adéquatement une panne de cette ampleur, il importe d'abord de bien connaître la chronologie des événements.

Une étape cruciale pour les autres volets de l'enquête a donc été d'établir l'enchaînement précis des événements dans cette panne. Un des grands problèmes dans ce cas est que, si la majeure partie des données portant sur un événement étaient horodatées, l'horodatage variait quelque peu selon les sources d'information et que les horodateurs n'étaient pas tous synchronisés avec l'horloge étalon du National Institute of Standards and Technology (NIST) à Boulder au Colorado. La validation de la chronologie des événements a représenté une tâche importante et parfois difficile. Cet exercice s'est aussi révélé essentiel à l'établissement de la séquence des événements présentée par le Groupe de travail le 12 septembre. Dans cette chronologie, on décrivait brièvement l'ordre des principaux événements ayant causé et caractérisé les pannes en cascade. Il ne s'agissait cependant pas de dégager des causes ni d'imputer des fautes ou des responsabilités. Tous les événements en question sont présentés à l'heure avancée de l'Est (HAE).

Analyse de modélisation et de simulation du réseau

L'équipe de modélisation et de simulation du réseau a reproduit l'état du réseau le 14 août et les événements ayant mené à la panne. La modélisation reflète l'état du réseau électrique. En recréant les conditions réelles qui existaient à certains moments critiques choisis, le 14 août, les analystes ont pu mener diverses études de sensibilité qui leur ont permis d'établir si le réseau était stable et conforme aux valeurs limites à tout moment de la période ayant précédé les pannes en cascade. Ils ont également pu déterminer à quel moment le réseau est devenu instable et vérifier si des mesures comme le délestage auraient pu prévenir les pannes en cascade.

L'équipe en question se composait d'un certain nombre d'employés du NERC et de personnes connaissant assez bien les secteurs touchés pour examiner et interpréter tous les registres de données, les données des enregistreurs numériques de défauts, l'information des systèmes d'enregistrement de l'ordre des événements, etc. Elle comptait quelque 40 personnes qui ont participé aux travaux à divers moments et qui, avec d'autres experts des secteurs touchés, ont essayé de comprendre les données.

Globalement, cette équipe :

- a établi des scénarios de propagation stable du courant sous les conditions du réseau observées le 14 août, de 15 h à environ 16 h 05 HAE (lorsque les simulations n'étaient plus adéquates), à peu près le moment de la mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammi-Star dans le réseau;
- a compilé des données pertinentes pour la modélisation dynamique des systèmes touchés (modèles de génératrices dynamiques, caractéristiques de la charge, modes de protection spéciaux, etc.);
- a procédé à une analyse rigoureuse des incidents (plus de 800 incidents dans l'interconnexion de l'Est), en vue de déterminer si le réseau fonctionnait à l'intérieur des limites thermiques et de tension et des limites d'incidents éventuels futurs (impondérables N-1) avant et pendant les premiers événements de la séquence de la panne;
- a procédé à une analyse de sensibilité pour déterminer l'importance de conditions pré-existantes comme les pannes de transport de Cinergy et Dayton et la perte antérieure de la génératrice 5 d'Eastlake;
- a procédé à une analyse par « simulation/anticipation » pour déterminer les incidences potentielles de mesures correctives telles que la refermeture des installations touchées par la panne durant la séquence des événements, le délestage, la réaffectation de la production et une combinaison de délestage et de réaffectation de la production;
- a comparé les transactions du 14 août à celles d'autres journées de 2003 et de 2002;
- a analysé les transactions et les réaffectations de la production ayant eu cours pour alimenter les réseaux affectés par la perte de la génératrice 5 d'Eastlake à l'aide de FirstEnergy, en vue de déterminer d'où est venue la substitution;
- a analysé le rendement de l'Interchange Distribution Calculator (IDC) et sa capacité d'atténuer les surcharges.

L'équipe de modélisation et de simulation du réseau a entamé son analyse en se basant sur les données et le modèle fournis par FirstEnergy.

La modélisation et les études sur le réseau ont été réalisées sous les directives d'un groupe de coordination des conseils de MAAC-ECAR-NPCC (MEN) spécialement formé à cette fin, comprenant les directeurs régionaux des trois régions affectées par la panne et leurs présidents ou délégués respectifs.

Évaluation des outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, des communications et de la planification opérationnelle

L'équipe d'enquête sur les outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, les communications et la planification opérationnelle a évalué dans quelle mesure les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité pouvaient observer le réseau électrique, ainsi que la disponibilité et l'efficacité des instruments d'évaluation de la sûreté de fonctionnement (en temps réel et en prévision d'un jour), y compris les aspects de la redondance des observations et la capacité d'observer le « tableau d'ensemble » de l'état général du réseau de production-transport d'électricité. Cette équipe a examiné les pratiques et l'efficacité opérationnelle des exploitants et des coordonnateurs de la fiabilité des secteurs touchés. Elle a enquêté sur tous les aspects de la panne liés à la connaissance que pouvaient avoir les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité de l'état du réseau, et à leurs actions ou omissions et leurs communications.

L'équipe d'enquête sur les outils d'exploitation a procédé à des interviews approfondies auprès du personnel d'exploitation des installations touchées. Elle a participé aux réunions d'enquête technique avec les exploitants touchés en août, septembre et octobre et a examiné de façon détaillée les relevés du 14 août des salles de contrôle. En outre, elle a enquêté sur le rendement des ordinateurs et des logiciels SGE de MISO et de FirstEnergy et leur incidence sur la panne, puis s'est penchée sur la formation des exploitants (y compris le recours à de la formation systématique par opposition à de la formation « sur les lieux de travail ») et sur les communications et interactions entre le personnel de soutien aux opérations et aux technologies de l'information des deux organismes.

Analyse de fréquence et d'écarts de contrôle sectoriel

L'équipe d'enquête sur la fréquence et les écarts de contrôle sectoriel a considéré les anomalies de fréquence qui auraient pu être présentes le 14 août par rapport à l'exploitation normale dans l'interconnexion. Elle a aussi voulu savoir si des problèmes particuliers de commande et de fréquence de réseau avaient pu se poser et s'est enquise de leurs éventuels effets sur les pannes en cascade. Elle s'est également demandé si les anomalies de fréquence étaient un facteur ou un symptôme d'autres problèmes ayant abouti à cette cascade.

Évaluation du fonctionnement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration du réseau de transport

Cette équipe s'est attachée à tout ce qui, dans le fonctionnement automatique du réseau de transport (ouvertures et refermetures de circuits), avait causé ou caractérisé la cascade de pannes dans toutes les installations de plus de 100 kV. Elle a notamment examiné les mesures de protection et d'intervention corrective aux relais et les causes des bonnes et mauvaises opérations de relais, y compris les délestages pour sous-fréquence. Elle a également évalué les pratiques d'entretien d'installations de transport dans les secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation et en cherchant à constater quel appareillage de transport avait pu être endommagé par la cascade de pannes. Elle a dégagé des tendances et tiré des conclusions relatives aux causes de la mise hors circuit d'installations de transport; aux raisons pour lesquelles la cascade s'était étendue comme elle l'avait fait sans gagner d'autres systèmes; aux opérations fautives et à leur incidence sur la panne; ainsi qu'aux dégâts causés au matériel de transport. Elle a évalué les pratiques d'entretien d'installations de transport des secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité.

Évaluation du rendement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration des génératrices

Cette équipe a cerné les causes des pannes de génératrices de 10 MW et plus en valeur nominale, avant et pendant la cascade de pannes. Elle a examiné les causes des mises hors circuit, les valeurs cibles des relais, les retraits de puissance en production et les fluctuations de tension ou de puissance réactive. Elle a fait état de tout matériel de production d'électricité endommagé par la cascade de pannes. L'équipe a dégagé des tendances et tiré des conclusions quant aux causes des pannes de génératrices. Elle a relevé toutes les anomalies de fonctionnement et les événements inexpliqués et a évalué les pratiques d'entretien de génératrices des secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité. Elle a analysé la coordination des réglages de sous-fréquence entre les installations de production et de transport comme les conditions de délestage automatique en cas de baisse de fréquence. Enfin, elle a

recueilli et analysé des données sur les centrales nucléaires touchées et a étudié avec la NRC les problèmes qui se posent.

Cette équipe a demandé aux producteurs d'électricité, au cours de la Phase I de la démarche, de lui soumettre des données complètes mais n'a reçu la majorité de ces renseignements qu'après le début de la Phase II. L'analyse contenue dans ce rapport tient compte de l'heure d'arrêt des génératrices telle que rapportée par les exploitants, ou de l'heure à laquelle les génératrices ont cessé d'alimenter le réseau, telle que déterminée par un dispositif de surveillance du réseau, et a synchronisé ces données aux autres événements survenus dans le réseau, de la manière la plus juste possible. Toutefois, de nombreux exploitants ont transmis très peu de renseignements sur la cause de la mise hors circuit de leurs génératrices ou sur l'état de leurs génératrices, de sorte qu'il ne sera peut-être jamais possible de déterminer exactement ce qui est arrivé à toutes les génératrices touchées par la panne, ni pourquoi elles ont failli. Plus précisément, il n'est pas possible de déterminer avec exactitude le moment où s'est produite la mise hors circuit des génératrices, c.-à-d., le moment du cycle entre la détection par la génératrice de l'état qui a entraîné sa mise hors circuit et plusieurs secondes plus tard, l'arrêt réel d'alimentation du réseau. Cette absence de données précises a nui à l'efficacité de l'enquête sur les problèmes des génératrices.

Gestion de la végétation

En Phase I, l'équipe d'enquête sur la végétation et les emprises a mené une enquête sur le terrain pour savoir si des conducteurs étaient entrés en contact avec des arbres le 14 août dans les zones desservies par FirstEnergy, Dayton Power & Light et Cinergy. En outre, l'équipe a examiné les renseignements détaillés obtenus de ces sociétés et d'autres sociétés de services publics, y compris des données sur tous les incidents antérieurs liés à des contacts avec des arbres sur ces lignes de transport. Les conclusions de leur analyse apparaissaient au rapport provisoire et ont été exposées de façon détaillée dans un rapport provisoire sur la gestion de la végétation des services publics affiché à http://www.ferc.gov/cust-protect/moi/uvm-initial-report.pdf.

Par ailleurs, l'équipe a également demandé aux commission de services publics des zones touchées par la panne de lui transmettre des renseignements sur toute exigence d'État relative à la gestion de la végétation et l'entretien des emprises à proximité des lignes de transport.

Dès la Phase I, puis tout au long de la Phase II, cette équipe a examiné attentivement les pratiques des trois sociétés mentionnées ci-dessus en matière de gestion de la végétation et d'entretien des emprises et les a comparées aux pratiques acceptées par les services publics dans toute l'Amérique du Nord. L'examen a notamment porté sur les accords juridiques sur le dégagement des emprises conclus avec des propriétaires fonciers, les budgets, les cycles d'élagage des arbres, les structures organisationnelles et l'utilisation d'herbicides. Par l'entremise de CN Utility Consulting, la firme retenue par la FERC pour l'appuyer dans son enquête sur la panne, l'équipe d'enquête sur la végétation et les emprises a également déterminé quelles étaient les « pratiques exemplaires » en matière de gestion des emprises à proximité des lignes de transport. En les comparant à ces pratiques, elle a ensuite évalué le rendement des trois sociétés de services publics impliquées dans les pannes du 14 août et l'efficacité générale de leurs pratiques de gestion de la végétation.

Le 2 mars 2004, la FERC a publié le rapport final de CN Utility Consulting sur la gestion de la végétation des services publics intitulé *Utility Vegetation Management Final Report* que l'on peut consulter à http://www.ferc.gov/cust-protect/moi/uvm-final-report.pdf.

Analyse des causes primaires

L'équipe d'enquête a employé une technique dite d'analyse des causes primaires dans toute sa démarche pour déterminer les causes primaires et les facteurs contributifs qui ont été à l'origine de la panne en Ohio. L'équipe d'analyse des causes primaires a travaillé de près avec les équipes d'enquête techniques, donnant de la rétroaction et demandant des compléments d'information. En exploitant d'autres sources d'information au besoin, elle a vérifié les faits, c'est-à-dire les conditions et les actions (ou omissions) ayant joué comme facteurs dans cette panne.

L'analyse des causes primaires est une façon de cerner et de vérifier systématiquement les rapports de causalité dans l'ensemble de conditions, d'événements et d'actions (ou d'omissions) ayant causé un important événement, en l'occurrence la panne du 14 août. On a appliqué cette technique avec succès dans des enquêtes ayant porté sur des événements comme les accidents de centrales nucléaires, les écrasements d'avions ou encore la catastrophe récente de la navette spatiale Columbia.

Cette analyse est à la fois objective et logique. On doit objectivement décrire les événements et les conditions qui ont pu jouer comme facteurs dans le grand

événement en question. On doit aussi établir les rapports de causalité entre cet événement et les conditions et les événements antérieurs, lesquels sont analysés à leur tour sur le plan causal. À chaque étape, les enquêteurs doivent se demander si la condition ou la circonstance particulière se serait présentée si une cause (ou une combinaison de causes) envisagée n'avait pas été présente. Là où l'événement étudié aurait pu se produire sans cette cause (ou cette combinaison de causes), on écarte ce(s) facteur(s) et regarde d'autres possibilités.

L'analyse des causes primaires permet de dégager un certain nombre ou un grand nombre de causes d'événements complexes. On parcourt les diverses branches de l'analyse jusqu'à ce qu'on découvre une « cause primaire » ou une condition qui ne peut être corrigée. (Une condition peut être considérée comme impossible à corriger à cause des lois ou des politiques fondamentales d'un pays, des lois de la physique, etc.) Dans certains cas, un événement qui constitue un maillon essentiel de la chaîne de causalité d'un grand événement d'intérêt aurait pu être prévenu si quelqu'un avait pris des mesures en temps utile. Si l'intéressé avait la responsabilité de prendre des mesures et que ces mesures étaient praticables, le défaut de les adopter devient une cause primaire du grand événement.

Phase II

Le 12 décembre 2003, Paul Martin est devenu le nouveau premier ministre du Canada et à ce titre, responsable du volet canadien du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant. Il a nommé R. John Efford comme nouveau ministre de Ressources naturelles Canada et co-président du Groupe de travail.

Des communiqués de presse, un avis du Federal Register des États-Unis et des annonces dans la presse canadienne ont tenu le public et les divers intervenants informés sur les travaux du Groupe de travail. Tous les communiqués publics ont été diffusés auprès des médias et peuvent être consultés sur les sites Web de l'OETD et de RNCan.

Plusieurs équipes d'enquête ont entamé leurs travaux lors de la Phase I et les ont terminés au cours de la Phase II. D'autres équipes, par contre, n'ont pu commencer leur enquête sur les événements liés à la cascade et à la panne ayant débuté à 16 h 05 min 57 sec HAE le 14 août 2003, avant que les analyses portant sur les événements qui se sont produits en Ohio avant cette heure ne soient terminées dans la Phase I.

Équipe d'enquête sur la planification, la conception et les études de réseau

Cette équipe a étudié la gestion de la puissance réactive, la programmation des mouvements d'énergie, les études de réseau et les limites d'exploitation des réseaux en Ohio et dans les régions de l'ECAR. En plus des données versées à l'entrepôt de données, l'équipe a demandé à six zones de contrôle et coordonnateurs de la fiabilité, y compris FirstEnergy, de lui fournir des renseignements complets en vue d'établir les fondements de son analyse. L'équipe a examiné les politiques, les pratiques et les critères de gestion de la puissance réactive et de la tension, et les a comparés aux conditions réelles et modélisées des réseaux des zones touchées et des régions voisines. Elle a aussi examiné la procédure d'évaluation et d'approbation des programmes de transaction et des étiquettes et la coordination de ces programmes et transactions en août 2003, et a évalué les incidences des transactions étiquetées sur les principales installations le 14 août. De la même manière, l'équipe a examiné les valeurs limites d'exploitation du réseau en vigueur dans la zone touchée le 14 août, s'est demandée comment elles avaient été déterminées et si elles étaient appropriées au réseau tel qu'il existait en août 2003. En outre, l'équipe a examiné les études de réseau menées par FirstEnergy, et l'ECAR pour l'année 2003 et les années antérieures, y compris les méthodologies et les hypothèses utilisées, de même que la manière dont elles ont été coordonnées dans les zones de contrôle et les conseils voisins. Elle a comparé les conditions étudiées aux conditions réelles qui prévalaient le 14 août. Dans toutes ses analyses, elle a comparé les critères, les politiques, les études et les pratiques aux bonnes pratiques des services publics.

Cette équipe a collaboré étroitement avec celle de la modélisation et de la simulation du réseau. Toutes deux ont utilisé des données fournies par les zones de contrôle, les ERT et les EIR concernant les conditions réelles du réseau tout au long du mois d'août 2003, ainsi que les données Tag Dump et TagNet du NERC. En guise de première étape des analyses de tension, l'équipe a utilisé le scénario de référence de l'équipe de modélisation et simulation du réseau et un modèle plus détaillé du secteur de FE de l'interconnexion de l'Est, fourni par FirstEnergy. À l'aide de ces deux modèles, elle a procédé à des analyses poussées des courbes P-V et Q-V pour divers niveaux de charge et de transfert et diverses combinaisons d'événements dans la zone Cleveland-Akron en procédant à plus de 10 000 simulations différentes de propagation du courant. Les membres de l'équipe possèdent une vase expérience dans la planification des opérations à long terme et dans la modélisation de réseaux.

Équipe d'enquête sur les normes et procédures du NERC et sur la conformité

On a demandé à cette équipe d'examiner les politiques opérationnelles et les normes de planification du NERC concernant toute dérogation survenue lors des événements ayant mené à la panne ou pendant la panne, et d'évaluer si les normes, politiques et procédures du NERC étaient suffisantes ou déficientes. On lui a également demandé d'élaborer et de mener des vérifications en vue d'évaluer si les événements ayant causé la panne étaient conformes aux normes de fiabilité du NERC et des régions.

Les membres de l'équipe étaient tous expérimentés en matière de programme de conformité et de vérification du NERC. Ils ont examiné dans le détail les conclusions de l'enquête de la Phase I, et se sont surtout appuyés sur l'analyse des causes primaires. Ils ont étudié séparément plusieurs problèmes et ont mené des interviews additionnelles, lorsque requis. L'équipe a établi une distinction entre les dérogations qu'il était possible de démontrer clairement et les autres. Cette équipe a tiré de nombreuses conclusions et transmis nombre de recommandations visant à améliorer la fiabilité opérationnelle, les normes du NERC, la procédure d'élaboration des normes et le programme de conformité.

Modélisation dynamique de la cascade

Cette modélisation s'est inscrite dans la foulée du travail effectué par l'équipe de modélisation et de simulation du réseau en Phase I et a été réalisée par une équipe composée du groupe de travail des études de réseau-38 du NPCC sur l'analyse dynamique interrégionale, et de représentants d'ECAR, du MISO, de PJM et du SERC. L'équipe a entrepris son analyse à partir des modèles de propagation de courant stables élaborés à la Phase I, puis l'a poursuivie en la déplaçant dans l'Interconnexion de l'Est, à compter de 16 h 05 min 50 s HAE et a procédé à une série de simulations stables d'abord, puis dynamiques ensuite, en vue de comprendre les changements de conditions à travers le réseau.

Cette équipe utilise le modèle pour effectuer une série d'analyses de « simulation/anticipation », qui permettra de mieux comprendre quelles sont les conditions qui ont contribué à la cascade et de savoir ce qui aurait pu se produire si les événements s'étaient déroulés différemment. Les travaux de cette équipe sont décrits au chapitre 6 du présent rapport.

Analyse additionnelle de la cascade

L'équipe principale d'enquête sur la cascade s'est inspirée des travaux de toutes les équipes pour comprendre la cascade après 16 h 05 min 57 s HAE. La chronologie officielle des événements établie par l'enquête a été modifiée et corrigée pour tenir compte des renseignements additionnels fournis par les exploitants d'installations et des résultats de la modélisation et d'autres enquêtes qui ont révélé certaines inexactitudes dans les rapports de données initiaux. L'équipe a demandé qu'on lui soumette des données additionnelles sur toute la période de la cascade et les a examinées attentivement. Elle a structuré l'analyse en tentant de lier les événements survenus dans chaque zone et chaque service public à la propagation du courant, à la tension et aux données de fréquence enregistrées par le PSDR d'Hydro One (tel qu'indiqué aux tableaux 6.16 et 6.25) et à d'autres données similaires recueillies ailleurs. Cette démarche a permis à l'équipe de mieux comprendre les interrelations entre l'interaction, le chronométrage et les incidences des coupures de lignes et de charges et de la mise hors circuit des génératrices, confirmées par la modélisation dynamique. Les graphiques, les cartes et les autres outils de visualisation ont également aidé à mieux comprendre la cascade et ont notamment permis de comprendre le rôle qu'ont joué les relais de zone 3 dans l'accélération de la propagation de la cascade dans l'Ohio et le Michigan.

Les études et rapports réalisés par divers groupes extérieurs aux groupes d'enquête, y compris ceux de la Public Utility Commission of Ohio, de la Michigan Public Service Commission, de New York ISO, d'ECAR et de la Public Service Commission of New York ont aidé l'équipe à accomplir son mandat.

Outre le travail d'enquête sur le réseau électrique, des équipes d'enquête sur la sécurité et le nucléaire ont procédé à des analyses additionnelles et ont étoffé leurs rapports provisoires pour tenir compte des conclusions qui en ont découlé.

Élaboration des recommandations du Groupe de travail

Les enquêteurs sur le réseau électrique ont élaboré une série complète de recommandations qui reposent sur les analyses des équipes et sur les discussions qu'elles ont tenues entre elles tout au long du déroulement des Phases I et II de la démarche. Bon nombre d'entre elles sont reprises dans les recommandations du NERC datées du 10 février 2004. L'équipe binationale qui a préparé le présent rapport a accordé beaucoup d'attention et d'importance aux recommandations du NERC et aux conclusions additionnelles des enquêteurs techniques.

Elle a aussi tenu largement compte des commentaires du public. Plusieurs consultations publiques ont été tenues pour permettre à la population et aux divers intervenants de transmettre leurs commentaires sur le *Rapport provisoire* et leurs suggestions concernant les recommandations du rapport final. Les représentants officiels des gouvernements américain et canadien ont participé à ces panels :

- Les trois sous-groupes de travail ont participé aux consultations publiques tenues à Cleveland en Ohio, le 4 décembre 2003; dans la ville de New York, État de New York, le 5 décembre 2003; et à Toronto en Ontario, le 8 décembre 2003.
- Le sous-groupe sur l'électricité a tenu deux conférences techniques : une à Philadelphie en Pennsylvanie, le 16 décembre 2003; et la seconde à Toronto au Canada, le 9 janvier 2004.
- Le 6 janvier 2003, le sous-groupe sur le nucléaire a tenu une rencontre publique au siège social de la Nuclear Regulatory Commission à Rockville, MD.

Tous les rapports écrits reçus lors de ces rencontres et conférences, de même que toutes les transcriptions de ces activités ont été affichés sur les sites Web du département de l'Énergie des États-Unis et de Ressources naturelles Canada. Les rapports soumis par le public et les intervenants ont porté sur une diversité de questions, notamment le renforcement des normes de fiabilité, l'amélioration des communications, la planification des interventions en cas d'urgence et la nécessité d'évaluer les structures du marché. L'annexe C dresse la liste de ces intervenants.

Le sous-groupe sur la sécurité s'est réuni à Ottawa, en janvier 2004 pour examiner le *Rapport provisoire* et a énoncé ses recommandations pour le *Rapport final*. Ce Sous-groupe a également tenu des conférences virtuelles avec les chefs des équipes d'enquête et des membres des équipes.

Enfin, le sous-groupe sur l'électricité a tenu des conférences téléphoniques hebdomadaires et des réunions en face-à-face les 30 janvier, 3 mars et 18 mars 2004, afin de discuter des recommandations proposées.

Annexe C
Liste des intervenants

Les personnes citées ci-dessous ont formulé soit des commentaires sur le *Rapport provisoire*, soit des suggestions sur les recommandations visant à améliorer la fiabilité du réseau électrique, soit les deux. Leur apport fut grandement apprécié. Leurs commentaires peuvent être consultés dans leur version intégrale ou résumée aux sites Web : www.rncan.gc.ca et www.electricity.doe.gov.

Abbott, Richard E.	Commentaire personnel
Adams, Tom	Energ Probe
Akerlund, John	Uninterruptible Power Networks UPN AB
Alexander, Anthony J.	FirstEnergy
Allen, Eric	New York ISO
Barrie, David	Société Hydro One
Benjamin, Don	NERC
Besich, Tom	Ingénieur électricien
Blasiak, James L.	DykemaGossett PLLC pour International Transmission Company (ITC)
Booth, Chris	Expert-conseil LLC
Boschmann, Armin	Manitoba Hydro
Brown, Glenn W.	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, Représentant et président NPCC, Groupe de travail NERC sur l'analyse des perturbations
Burke, Thomas J.	Orion Associates International, Inc.
Burrell, Carl	IMO
Bush, Tim	Conseils
Calimano, Michael	New York ISO
Campbell, Linda	Florida Reliability Coordinating Council
Cañizares, Claudio A.	University de Waterloo, Ontario, Canada
Carpentier, Philippe	Opérateur du réseau français
Carson, Joseph P.	Commentaire personnel
Casazza, J. A.	Power Engineers Seeking Truth
Chen, Shihe	Power Systems Business Group, CLP Power Hong Kong Ltd.
Church, Bob	Management Consulting Services, Inc.
Clark, Harrison	Harrison K. Clark

Cook, David	NERC
Cummings, Bob	Directeur de l'estimation de la fiabilité et des services administratifs, NERC
Das, K K	Membre IEEE, PowerGrid Corporation of India Limited
Delea, F. J.	Power Engineers Seeking Truth
Delea, Frank	ConEdison
Divan, Deepak	Soft Switching Technologies
Doumtchenko, Victoria	Associés MPR
Duran, Pat	IMO
Durkin, Charles J.	Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
Eggertson, Bill	Association canadienne pour les énergies renouvelables
Fernandez, Rick	Commentaire personnel
Fidrych, Mark	Western Area Power Authority (WAPA) et directeur du comité d'exploitation du NERC
Furuya, Toshihiko	Tokyo Electric Power Co., Inc.
Galatic, Alex	Commentaire personnel
Garg, Ajay	Hydro One Networks Inc.
Goffin, David	Association canadienne des fabricants de produits chimiques
Gruber, William M. Ondrey	Avocat
Guimond, Pierre	Association nucléaire canadienne
Gurdziel, Tom	Commentaire personnel
Hakobyan, Spartak and Gurgen	Commentaire personnel
Han, Masur	Commentaire personnel
Hauser, Carl	School of Electrical Engineering and Computer Science, Washington State University
Hilt, Dave	NERC
Hebert, Larry	Thunder Bay Hydro
Hughes, John P.	ELCON
Imai, Shinichi	Tokyo Electric Power
Jeyapalan, Jey K.	Jeyapalan & Associates, LLC
Johnston, Sidney A.	Commentaire personnel
Kane, Michael	Commentaire personnel
Katsuras, George	IMO
Kellat, Stephen	Commentaire personnel
Kerr, Jack	Dominion Virginia Power

Kerr, Jack	Groupe de travail Best Real-time Reliability Analysis Practices
Kershaw, Raymond K.	International Transmission Company
Kolodziej, Eddie	Commentaire personnel
Konow, Hans	Association canadienne de l'électricité
Kormos, Mike	PJM
Kucey, Tim	Office national de l'énergie (Canada)
Laugier, Alexandre	Commentaire personnel
Lawson, Barry	National Rural Electric Cooperative Association
Lazarewicz, Matthew L.	Beacon Power Corp.
Lee, Stephen	Electric Power Research Institute
Leovy, Steve	Commentaire personnel
Loehr, G.C.	Power Engineers Seeking Truth
Love, Peter	Alliance canadienne d'efficacité énergétique
Macedo, Frank	Société Hydro One
Maliszewski, R.M.	Power Engineers Seeking Truth
McMonagle, Rob	Association des industries solaires du Canada
Meissner, Joseph	Commentaire personnel
Middlestadt, Bill	Bonneville Power Administration
Milter, Carolyn	Conseil des commissaires de Cuyahoga County, membre du Community Advisory Panel créé pour Cleveland Electric Illuminating Co. (appelé plus tard First Energy)
Mitchell, Terry	Excel Energy
Moore, Scott	AEP, Ontario
Murphy, Paul	IMO, Ontario
Museler, William J.	New York Independent System Operator
O'Keefe, Brian	Syndicat canadien de la fonction publique
Oliver, Fiona	Alliance canadienne d'efficacité énergétique
Ormund, Peter	Mohawk College
Pennstone, Mike	Société Hydro One
Pereira, Les	Commentaire personnel
Phillips, Margie	Pennsylvania Services Integration Consortium
Rocha, Paul X.	CenterPoint Energy
Ross, Don	Prince Edward Island Wind Co-Op
Rupp, Douglas B	Ada Core Technologies, Inc.

Sasson, Mayer	New York State Reliability Council
Schwerdt, Ed	Northeast Power Coordinating Council
Seppa, Tapani O.	The Valley Group, Inc.,
Silverstein, Alison	Federal Energy Regulatory Commission
Spears, J.	Commentaire personnel
Spencer, Sidney	Commentaire personnel
spider	Commentaire personnel
Staniford, Stuart	Commentaire personnel
Stephens, Eric B.	Ohio Consumers' Counsel (OCC)
Stewart, Bob	PG&E
Synesiou, John	IMS Corporation
Tarler, Howard A. on behalf of Chairman William M. Flynn	New York State Department of Public Service
Tatro, Phil	National Grid Company
Taylor, Carson	Bonneville Power Administration
van Welie, Gordon	ISO Nouvelle-Angleterre
Van Zandt, Vicky	Bonneville Power Administration
Warren, Kim	IMO
Watkins, Don	Bonneville Power Administration
Wells, Chuck	OSISoft
Wiedman, Tom	ConEd
Wightman, Donald	Utility Workers Union of America
Wilson, John	N/A
Winter, Chris	Conseil de conservation de l'Ontario
Wright, C. Dortch	Représentant le gouverneur du New Jersey James E. McGreevey
Zwergel, Dave	Midwest ISO

Annexe D

Panne du 14 août 2003
Recommandations du NERC visant à prévenir et à atténuer les incidences d'autres pannes en cascade

Préambule

Le conseil d'administration reconnaît l'importance capitale d'un réseau de production-transport d'électricité fiable en Amérique du Nord. Les conclusions de l'enquête sur la panne du 14 août 2003 amènent le NERC à adopter des mesures fermes et immédiates pour accroître la confiance du public envers la protection de la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord.

Une des principales conclusions des enquêteurs est à l'effet que les dérogations aux normes de fiabilité actuelles du NERC ont eu des incidences directes sur la panne. En attendant l'adoption d'une législation fédérale qui créera un cadre régissant le respect de normes obligatoires en matière de fiabilité, et sur les instances du comité des intervenants, le conseil est déterminé à s'assurer du plein respect de toutes les normes de fiabilité actuelles et futures et entend utiliser tous les moyens légitimes disponibles pour y parvenir. En conséquence, le conseil décide:

- de recevoir des renseignements précis sur toutes les dérogations aux normes du NERC, y compris l'identité des parties visées;
- d'adopter des mesures fermes pour que les normes de fiabilité du NERC soient mieux respectées;
- d'assurer la transparence en matière de divulgation des dérogations aux normes, tout en respectant le caractère confidentiel de certains renseignements et la nécessité d'appliquer la réglementation d'une manière équitable et mûrement réfléchie; et
- de partager ses renseignements avec la Federal Energy Regulatory Commission et tout autre organisme de réglementation fédéral, d'état ou provincial compétent des États-Unis, du Canada et du Mexique, au besoin, et de collaborer étroitement avec eux pour s'assurer de répondre à l'intérêt public en ce qui a trait au respect des normes de fiabilité.

Le conseil remercie les enquêteurs et le groupe de direction du NERC pour l'élaboration objective et exhaustive de leur rapport de recommandations. Après quelques éclaircissements, le conseil approuve ce document et dirige la mise en œuvre des recommandations. Le conseil tient les comités et les organismes assignés responsables de lui faire rapport sur l'état d'avancement de cette mise en œuvre et entend lui-même faire rapport publiquement à ce sujet. Le conseil est conscient que ce plan d'action est susceptible d'être modifié lorsque des analyses additionnelles seront terminées, mais insiste sur la nécessité d'aller de l'avant dès maintenant.

En outre, le conseil demande aux gestionnaires de l'aviser immédiatement de toute dérogation importante aux normes du NERC en matière de fiabilité, de lui fournir des détails sur la nature et les incidences possibles des dérogations présumées sur la fiabilité et sur l'identité des parties visées. Les gestionnaires devront également soumettre au conseil, avant ses réunions, un rapport détaillé de toutes les dérogations aux normes de fiabilité.

Finalement, le conseil décide de former un groupe de travail pour élaborer et lui soumettre des lignes directrices concernant la confidentialité des renseignements sur la conformité aux normes et la divulgation de tels renseignements aux autorités compétentes et au grand public. (Approuvé par le Conseil d'administration, le 10 février 2004.)

Conclusions générales de l'enquête

Le North American Electric Reliability Council (NERC) a réalisé une enquête approfondie de la panne générale du 14 août 2003. Les résultats de cette enquête ont en grande partie été repris dans le *Rapport provisoire* du 19 novembre 2003 du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant qui précise les causes premières de la panne et la séquence des événements qui ont donné lieu à la panne ou se sont produits pendant celle-ci. Le NERC fait siennes les conclusions du rapport provisoire et continue d'appuyer pleinement le Groupe de travail en poursuivant son analyse technique de la panne. Bien que l'on connaisse maintenant les

événements à l'origine de la plupart des aspects de la panne, et leurs causes, des travaux d'analyse détaillés se poursuivent dans plusieurs domaines, notamment des simulations dynamiques des étapes transitoires de la cascade et une vérification finale de l'ensemble des dérogations aux normes de fiabilité régionales et à celles du NERC qui ont donné lieu à la panne.

Se fondant sur son enquête de la panne du 14 août 2003, le NERC tire les conclusions suivantes :

- Plusieurs entités ont enfreint des politiques d'exploitation et des normes de planification du NERC, ce qui a directement contribué à amorcer les pannes en cascade.
- Le processus courant de surveillance et d'assurance de la conformité aux normes du NERC et aux normes régionales en matière de fiabilité s'est avéré inadéquat pour cerner et résoudre les dérogations à la conformité avant qu'elles ne donnent lieu aux pannes en cascade.
- Les coordonnateurs de la fiabilité et les zones de contrôle ont interprété de façon différente les fonctions, les responsabilités, les pouvoirs et les ressources nécessaires à l'exploitation d'un réseau électrique fiable.
- On a retrouvé les mêmes problèmes relevés dans des études de pannes de grande envergure antérieures, notamment des lacunes dans la gestion de la végétation, dans la formation des opérateurs et dans les outils permettant aux opérateurs de bien visualiser l'état du réseau.
- Dans certaines régions, les données utilisées pour la modélisation des charges et des génératrices étaient inexactes à cause de l'insuffisance de vérifications exécutées par analyse comparative avec des données de réseau réelles et par des essais sur le terrain.
- Les études de planification, les hypothèses de conception et les puissances nominales des installations n'ont pas été communiquées de façon systématique et n'ont pas fait l'objet d'un examen par les pairs suffisant au sein des entités et des régions d'exploitation.
- Les technologies de protection des réseaux disponibles n'ont pas été appliquées uniformément de façon à maximiser la capacité de ralentir ou de stopper une cascade de défaillances incontrôlées du réseau électrique.

Recommandations générales

Le conseil d'administration approuve les recommandations du groupe de direction du NERC pour pallier ces lacunes. Les recommandations se divisent en trois catégories :

Mesures correctives : Des mesures particulières s'adressant à First Energy (FE), à Midwest Independent System Operator (MISO) et à PJM Interconnection, LLC (PJM) et ayant pour objet de corriger les lacunes à l'origine de la panne.

1. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003.

Initiatives stratégiques : Des initiatives stratégiques à être prises par le NERC et les conseils régionaux de la fiabilité pour resserrer la conformité aux normes actuelles et effectuer un suivi en bonne et due forme de la réalisation des mesures recommandées après la panne du 14 août 2003 et d'autres événements importants.

2. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC.
3. Entamer des vérifications d'état de préparation des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité en matière de fiabilité.
4. Évaluer les procédures et les résultats de la gestion de la végétation.
5. Créer un programme de suivi de l'application des recommandations.

Initiatives techniques : Mesures techniques visant à réduire la possibilité et les incidences d'autres pannes en cascade.

6. Améliorer la formation des opérateurs et des coordonnateurs de la fiabilité
7. Évaluer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension.
8. Accroître la protection du réseau pour ralentir ou limiter la propagation des pannes en cascade.
9. Préciser les fonctions, les responsabilités, les compétences et les pouvoirs du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle.
10. Adopter des lignes directrices pour les outils d'exploitation en temps réel.
11. Évaluer les leçons tirées pendant le rétablissement du réseau.
12. Au besoin, mettre en place des dispositifs supplémentaires d'enregistrement synchronisés.
13. Réévaluer les critères de conception, de planification et d'exploitation du réseau.
14. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.

Incidences sur les marchés

Une grande partie des recommandations exposées dans ce rapport ont des répercussions sur les marchés de l'électricité et sur les intervenants des marchés, particulièrement celles qui nécessitent la réévaluation ou l'éclaircissement des normes, politiques et critères du NERC et régionaux. Dans ces recommandations, le conseil du NERC charge implicitement le comité des marchés de prêter son concours pour la mise en œuvre des recommandations et de faire la liaison avec le North American Energy Standards Board pour ce qui est des pratiques commerciales nécessaires.

Recommandations visant à remédier à des lacunes particulières

Recommandation 1.
Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003.

Après son analyse technique de la panne du 14 août 2003, le NERC adhère pleinement aux causes directes de la panne énoncées dans le *Rapport provisoire* du Groupe de travail. Selon ce rapport, les principales causes de la panne sont que FE n'était pas suffisamment au fait des conditions régnant dans son réseau électrique et qu'elle n'a pas géré adéquatement la croissance des arbres dans les emprises de ses lignes de transport. D'autres facteurs ont contribué à la cascade, notamment l'inefficacité du soutien diagnostique fourni par MISO à titre de coordonnateur de la fiabilité pour FE et l'inefficacité des communications entre MISO et PJM.

Le NERC prendra immédiatement des mesures fermes pour garantir que les lacunes ayant constitué les causes directes de la panne du 14 août seront corrigées. Ces mesures sont nécessaires pour assurer la clientèle des services d'électricité, les organismes de réglementation et les autres parties qu'intéresse un approvisionnement en électricité fiable, que le réseau électrique est exploité d'une façon sûre et fiable et que les causes de la panne du 14 août 2003 ont été déterminées et éliminées.

Recommandation 1a : FE, MISO et PJM prendront les mesures correctives énoncées pour leur organisation dans l'annexe A et certifieront au conseil du NERC, au plus tard le 30 juin 2004, que les mesures indiquées ont été prises. En outre, chacune des organisations citées présentera un plan détaillé d'exécution de ces mesures aux comités du NERC pour examen technique, au plus tard le 23 ou le 24 mars 2004, et au conseil du NERC pour approbation, au plus tard le 2 avril 2004.

Recommandation 1b : Le comité de direction technique du NERC affectera immédiatement une équipe d'experts qui appuiera FE, MISO et PJM dans l'élaboration de plans destinés à régler les problèmes énoncés dans l'annexe A et pour toute autre mesure corrective pour laquelle chaque entité pourra demander une aide technique.

Initiatives stratégiques visant à assurer la conformité aux normes de fiabilité et le respect des recommandations

Recommandation 2.
Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC.

L'analyse réalisée par le NERC des mesures prises et des événements à l'origine de la panne du 14 août 2003 l'a amené à conclure que plusieurs manquements aux politiques d'exploitation du NERC avaient été la cause directe des pannes en cascade incontrôlées qui ont affecté l'Interconnexion de l'Est. Le NERC continue d'étudier d'autres cas de non-conformité à ses normes et aux normes régionales de fiabilité et prévoit présenter un rapport final à ce sujet en mars 2004.

Faute d'une législation appropriée aux États-Unis et de mesures complémentaires adoptées au Canada et au Mexique autorisant la création d'un organisme de fiabilité électrique, le NERC ne détient pas les pouvoirs juridiques lui permettant d'imposer la conformité à ses règles de fiabilité. La panne du 14 août démontre clairement que la conformité volontaire aux règles de fiabilité est un mécanisme inadéquat. Le NERC et les conseils régionaux de la fiabilité doivent disposer de pouvoirs accrus pour mesurer le niveau de conformité, faire état de façon plus transparente des dérogations importantes pouvant mettre en danger l'intégrité du réseau interconnecté et prendre des mesures immédiates et efficaces pour éliminer les dérogations.

Recommandation 2a : Chaque conseil régional de la fiabilité fera rapport au conseil du NERC, dans le cadre du programme de respect de la conformité du NERC, de toutes les dérogations significatives[1] aux politiques d'exploitation, aux normes de planification et aux normes régionales, dans le mois suivant la

[1] Bien que toutes les dérogations soient importantes, une dérogation significative est définie comme une dérogation pouvant directement nuire à l'intégrité des réseaux électriques interconnectés ou causer autrement des conditions défavorables pour les réseaux interconnectés. Une dérogation à une exigence de production de rapport ou administrative n'est en général pas considérée comme étant significative.

dérogation, qu'elle ait été vérifiée ou qu'elle soit en cours d'enquête. Ces rapports confidentiels préciseront la nature et les incidences possibles des dérogations présumées sur la fiabilité ainsi que l'identité des parties visées. En outre, chaque conseil régional de la fiabilité devra produire un rapport trimestriel à l'intention du NERC, dans le format prescrit par ce dernier, présentant toutes les dérogations aux normes du NERC et du conseil régional.

Recommandation 2b : Après avoir reçu les résultats d'enquête sur une dérogation significative et après examen détaillé de tous les faits et de toutes les circonstances, le conseil du NERC demandera à l'organisation fautive de corriger la situation dans un délai précis. Si le Conseil juge que l'organisation fautive ne donne pas suite à sa demande et continue de représenter un risque pour la fiabilité des réseaux interconnectés, il tentera de remédier à la situation en demandant l'aide nécessaire aux autorités compétentes des États-Unis, du Canada et du Mexique.

Recommandation 2c : En collaboration avec le programme de respect de la conformité, les comités d'exploitation et de planification examineront et mettront à jour les modèles de conformité courants, de travail et approuvés, s'appliquant aux politiques d'exploitation et aux normes de planification courantes du NERC. Ils présenteront toute modification de modèle ou tout nouveau modèle au Conseil, pour approbation, au plus tard le 31 mars 2004. Pour accélérer ce processus, le président du NERC formera immédiatement un groupe de travail sur les modèles de conformité, composé de représentants de chaque comité. Le programme de respect de la conformité communiquera ensuite les modèles approuvés par le Conseil aux conseils régionaux de la fiabilité, qui les intégreront à leurs programmes de surveillance de la conformité.

Dans cette activité, on utilisera au maximum les modèles de conformité de travail et approuvés existants afin de respecter un calendrier serré. Les modèles doivent comprendre toutes les politiques d'exploitation et normes de planification existantes du NERC, mais ils pourront être adaptés en cours de route pour intégrer les nouvelles normes de fiabilité adoptées le cas échéant par le conseil du NERC pour mise en œuvre ultérieure.

Lorsque le rapport final de l'équipe d'enquête sur les dérogations du 14 août aux normes du NERC et régionales sera publié, en mars, il sera important d'évaluer et de comprendre les failles qui ont permis que des dérogations passent inaperçues jusqu'à ce qu'une panne d'envergure ait lieu.

Dérogations aux normes de fiabilité du NERC signalées dans le *Rapport provisoire* du 19 novembre 2003 :

1. À la suite de la panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin, FE n'a pas fait le nécessaire pour remettre le réseau dans un état sûr de fonctionnement dans les 30 minutes. (Dérogation à la politique d'exploitation 2 du NERC.)
2. FE n'a pas avisé les autres réseaux de l'urgence imminente dans son réseau. (Dérogation à la politique d'exploitation 5 du NERC.)
3. FE n'a pas employé les outils d'estimation d'état et d'analyse d'événements pour évaluer efficacement l'état du réseau. (Dérogation à la politique d'exploitation 5 du NERC.)
4. La formation des opérateurs de FE était insuffisante pour leur permettre d'assurer le maintien d'un fonctionnement fiable. (Dérogation à la politique d'exploitation 8 du NERC.)
5. MISO n'a pas avisé les autres coordonnateurs de la fiabilité des problèmes possibles. (Dérogation à la politique d'exploitation 9 du NERC.)

Recommandation 2d : Dans les trois mois suivant la publication du rapport final de l'équipe d'enquête sur la conformité et les normes, le programme de respect de la conformité du NERC et l'ECAR évalueront les dérogations aux normes du NERC et régionales relevées, dans une analyse comparative avec des examens et audits de fiabilité antérieurs portant sur les entités visées, et établiront des recommandations visant l'amélioration du processus de conformité.

Recommandation 3.
Entamer des vérifications d'état de préparation des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité en matière de fiabilité.

Dans le cadre de son enquête, le NERC a relevé des carences affectant la capacité des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité de s'acquitter de fonctions assignées, ce qui a contribué à la panne du 14 août. En plus de certaines dérogations à des normes du NERC et régionales, certains coordonnateurs de la fiabilité et certaines zones de contrôle ne se sont pas acquittés correctement de leurs fonctions de fiabilité et n'ont pas

atteint un niveau de rendement jugé acceptable pour les services publics dans des domaines tels que les outils d'exploitation, les communications et la formation. Dans certains cas, les fonctions du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle n'étaient pas clairement définies dans les politiques du NERC. Bien qu'il faille remédier aux carences des politiques du NERC (voir la recommandation 9), il faut aussi reconnaître que les normes ne peuvent prescrire tous les aspects de l'exploitation fiable et que les normes minimales définissent un seuil de rendement, et non une cible. Les coordonnateurs de la fiabilité et les zones de contrôle doivent être efficaces, particulièrement dans les situations d'urgence, et toujours tendre vers l'excellence dans toutes les activités et responsabilités qui leur sont assignées en matière de fiabilité.

Recommandation 3a : Le programme de respect de la conformité du NERC et les conseils régionaux de la fiabilité créeront ensemble un programme de vérification de l'état de préparation en matière de fiabilité de tous les coordonnateurs de la fiabilité et de toutes les zones de contrôle, en portant une attention immédiate à l'élimination des carences découvertes au cours de l'enquête sur la panne du 14 août 2003. Les vérifications de toutes les zones de contrôle et de tous les coordonnateurs de la fiabilité devront être réalisées dans les trois prochaines années et, par la suite, suivant un cycle de trois ans. Les 20 vérifications prioritaires indiquées par le programme de respect de la conformité devront être terminées d'ici le 30 juin 2004.

Recommandation 3b : Le NERC établira un ensemble de critères de vérification de base qui pourra être complété par des critères régionaux. Les exigences visant les zones de contrôle seront fondées sur la procédure actuelle du NERC pour l'accréditation des zones de contrôle. Les vérifications des coordonnateurs de la fiabilité comporteront l'évaluation des plans, des procédures, des processus, des outils, et de la compétence et de la formation du personnel en matière de fiabilité. En plus de l'examen des documents écrits, les vérifications comprendront un examen approfondi des pratiques et de l'état de préparation réels des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité.

Recommandation 3c : Sous la surveillance générale et avec la participation directe du NERC, les régions de fiabilité procéderont à une vérification de la capacité de chaque zone de contrôle et de chaque coordonnateur de la fiabilité à se conformer aux critères de vérification. Le FERC et d'autres organismes de réglementation intéressés seront invités à participer aux vérifications et devront respecter les mêmes conditions de confidentialité que les autres membres des équipes de vérification.

Recommandation 4.
Évaluer les procédures et les résultats de la gestion de la végétation.

La gestion inefficace de la végétation a été l'une des principales causes de la panne du 14 août 2003 et a aussi contribué par le passé à des pannes de grande envergure, dont celle des 2 et 3 juillet 1996, dans l'Ouest. L'entretien des emprises des lignes de transport, qui comprend notamment le maintien de dégagements sécuritaires entre les lignes et la végétation, les éléments sous-jacents et autres obstructions[2] occasionne des coûts importants dans plusieurs régions de l'Amérique du Nord. Il s'agit cependant d'un investissement essentiel pour assurer la fiabilité des réseaux électriques.

Le NERC ne dispose pas actuellement de normes pour l'entretien des emprises. L'établissement de normes visant la gestion de la végétation présente de nombreuses difficultés en raison de la grande diversité des espèces végétales et des modes de croissance en Amérique du Nord. Toutefois les normes du NERC exigent que la tension nominale des lignes soit calculée de façon à maintenir un dégagement sécuritaire par rapport à toutes les obstructions. Aux États-Unis, les points 232, 233 et 234 du *National Electrical Safety Code* (NESC) spécifient les dégagements verticaux et horizontaux minimums sécuritaires entre les conducteurs aériens et des objets ou d'autres obstructions situés au sol. Le point 218 du NESC aborde la question des dégagements des arbres simplement, comme suit : « Les arbres pouvant nuire aux conducteurs d'alimentation non mis à la terre doivent être élagués ou enlevés ». (traduction) Plusieurs états ont adopté leur propre code de sécurité électrique et des codes semblables existent au Canada.

[2] La végétation, comme les arbres qui ont occasionné les premières coupures du réseau de FE à l'origine de la panne du 14 août 2003, n'est pas la seule obstruction pouvant réduire les dégagements sécuritaires des lignes électrifiées. On compte également les lignes téléphoniques ou de câblodistribution, les voies de chemin de fer et même les nids de certains gros oiseaux.

Étant donné que les exigences s'appliquant à l'entretien des emprises varient de façon importante en fonction des conditions locales, le NERC s'intéressera tout d'abord à la mesure du rendement déterminé à partir du nombre de ruptures de lignes à haute tension causées par la végétation plutôt qu'à l'élaboration de normes pour l'entretien des emprises. Cette démarche a donné de bons résultats dans le cadre d'un programme semblable entrepris par le Western Electricity Coordinating Council (WECC) après les pannes survenues dans l'Ouest en 1996.

Recommandation 4a : Le NERC et les conseils régionaux de la fiabilité appliqueront ensemble un programme de signalement des coupures de lignes des réseaux de production-transport d'électricité[3] à la suite d'un contact avec la végétation[4]. Le programme utilisera comme modèle le programme de surveillance de la végétation du WECC, qui a donné de bons résultats.

Recommandation 4b : À compter du 1er janvier 2004, chaque exploitant de lignes de transport soumettra un rapport annuel de toutes les coupures de lignes dues à la végétation, survenues dans sa région de fiabilité. Chaque région présentera au NERC, au plus tard le 31 mars et pour l'année précédente, un rapport annuel détaillé des coupures de lignes causées par la végétation dans sa sphère de compétence. Le premier rapport portera sur l'année 2004 et sera présenté au plus tard en mars 2005.

Les méthodes de gestion de la végétation, dont l'inspection et l'élagage, varient considérablement suivant la topographie. Par ailleurs, certaines entités utilisent des techniques évoluées telles que la plantation d'espèces bénéfiques ou l'emploi de ralentisseurs de croissance. Néanmoins, les événements du 14 août et les pannes antérieures démontrent la nécessité de faire vérifier de façon indépendante que des programmes d'entretien des emprises viables existent et qu'ils sont observés.

Recommandation 4c : Chaque propriétaire de réseau de production-transport d'électricité fera en sorte que ses procédures de gestion de la végétation et ses documents des travaux exécutés soient accessibles pour examen et vérification sur demande du conseil de la fiabilité de sa région, du NERC ou de l'organisme de réglementation fédéral, d'état ou provincial compétent.

Si cette méthode de surveillance des pannes de lignes liées à la végétation s'avère inefficace pour réduire le nombre de coupures de lignes causées par la végétation, le NERC songera à établir des normes de dégagements de ligne minimums pour assurer la fiabilité.

Recommandation 5.
Créer un programme de suivi de l'application des recommandations.

La panne du 14 août 2003 présentait un nombre alarmant de facteurs déterminants aussi notés au cours de pannes antérieures de grande envergure :

- Contact entre des conducteurs et des arbres
- Visualisation incomplète de l'état du réseau électrique et connaissance insuffisante de la situation
- Communications inefficaces
- Formation insuffisante pour reconnaître une situation d'urgence et y réagir
- Alimentation insuffisante en puissance réactive statique et dynamique
- Nécessité d'améliorer les structures de protection et la coordination des relais.

Il est important que les recommandations découlant des pannes de réseau soient adoptées de façon uniforme par toutes les régions et les entités d'exploitation, et non seulement par celles directement affectées par les pannes. La panne aurait pu être prévenue si l'on avait donné suite aux diverses leçons tirées avant le 14 août 2003. Le WECC et le NPCC disposent notamment de programmes qui pourraient servir de modèles pour le suivi des recommandations. Le NERC et l'ECAR, et sans doute d'autres régions, n'ont pas effectué un suivi adéquat de l'application des recommandations faites avant ces événements ni veillé à leur bonne exécution.

Recommandation 5a : Le NERC et chaque conseil régional de la fiabilité mettront en place un programme de documentation portant sur l'application des recommandations faites après la panne du 14 août et d'autres pannes antérieures, ainsi que sur les rapports du NERC et des régions sur les dérogations aux normes de fiabilité, les résultats des vérifications de conformité et les leçons tirées des

[3] Ce programme englobera toutes les lignes de transport à 230 kV et plus, ainsi que les lignes à tension inférieure désignées essentielles à la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité par le conseil régional de la fiabilité.

[4] La coupure de ligne comprend l'ouverture momentanée puis la fermeture de la ligne, son verrouillage ou une combinaison des deux. Aux fins des rapports, toutes les ouvertures de ligne dues à la végétation survenant dans une même période de 24 heures sont considérées comme un même événement. Les coupures provoquées par le mauvais temps ou par une catastrophe naturelle telle qu'un séisme sont exclues. Le contact avec la végétation comprend le contact physique et l'établissement d'un arc dû à un dégagement insuffisant.

perturbations des réseaux. Les régions feront rapport au NERC, tous les trois mois, de l'état d'avancement des mesures de suivi des recommandations, des leçons apprises et des domaines à améliorer. Le personnel du NERC présentera au Conseil un rapport des activités du NERC et un résumé des activités des régions.

Le fait d'assurer la conformité aux normes de fiabilité, d'évaluer l'état de préparation des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle en matière de fiabilité et de veiller à l'application des mesures recommandées constituera un pas important pour réduire la probabilité d'autres pannes d'envergure. Par ailleurs, il est important que le NERC adopte un processus d'acquisition de connaissances et d'amélioration continues, fondé sur la recherche continue d'informations sur les tendances en matière de rendement de la fiabilité, qui ne repose pas principalement sur les leçons apprises des sinistres et des réactions à ces sinistres.

Recommandation 5b : D'ici le 1er janvier 2005, le NERC créera une fonction de suivi du rendement de la fiabilité pour évaluer le rendement des réseaux de production-transport d'électricité en matière de fiabilité et en faire rapport.

Une telle fonction permettra d'évaluer les pannes de grande envergure et les quasi-pannes dans le but d'en déterminer les causes primaires et d'en tirer des leçons, un peu comme l'enquête sur la panne du 14 août. On y incorporera le groupe de travail sur l'analyse des perturbations dont les travaux seront élargis de façon à fournir une information plus proactive au Conseil du NERC sur le rendement en matière de fiabilité. Ce programme permettra aussi de recueillir et d'analyser des données statistiques sur le rendement en matière de fiabilité et ainsi d'informer le Conseil des tendances dans ce domaine. Une telle fonction permettra d'élaborer des procédures et d'obtenir des ressources pour la réalisation d'enquêtes dans l'éventualité d'autres pannes ou perturbations de grande envergure. Ces procédures et ressources seront partagées selon les besoins entre le NERC et les conseils régionaux dont les rôles en matière d'enquête seront clairement définis à l'avance.

Mesures techniques visant à réduire la possibilité et les incidences d'autres pannes en cascade

Recommandation 6.
Améliorer la formation des opérateurs et des coordonnateurs de la fiabilité.

Le NERC a remarqué au cours de son enquête que certains coordonnateurs de la fiabilité et opérateurs de zone de contrôle n'avaient pas reçu la formation leur permettant de reconnaître les situations d'urgence et d'y réagir. Les cas les plus notables avaient trait à l'absence de simulations réalistes et d'exercices dans la formation et le contrôle des compétences du personnel de l'exploitation. Cette carence de la formation a été l'une des causes de la méconnaissance de la situation et de l'absence de signalement d'une urgence à un moment où l'intervention des opérateurs était toujours possible, avant le dérapage des événements.

Recommandation 6a : Tous les coordonnateurs de la fiabilité, toutes les zones de contrôle et tous les exploitants de lignes de transport offriront à leur personnel affecté à l'exploitation du réseau en temps réel ou à la surveillance de la fiabilité du réseau, au moins cinq jours par an de formation et d'exercices sous forme de simulations réalistes[5] de situations d'urgence, en plus de toute autre formation requise. Une période de cinq jours de formation et d'exercices devra avoir été donnée avant le 30 juin 2004, en tenant compte de toute formation documentée déjà suivie depuis le 1er juillet 2003. Les dossiers de formation dont les programmes d'études, les méthodes de formation et les dossiers de formation personnels devront être accessibles au moment des vérifications de l'état de préparation en matière de fiabilité.

Le NERC a publié des critères de formation continue indiquant les qualifications exigées pour les formateurs ainsi que les activités de formation.

---

[5] L'expression « simulations réalistes » englobe divers outils et méthodes qui placent le personnel de l'exploitation dans des situations où il doit faire des diagnostics et prendre des décisions et qui correspondent à peu près aux conditions prévues pendant un certain type d'urgence. Un simulateur en grandeur réelle est un moyen d'y parvenir, mais il existe d'autres moyens moins coûteux qui sont efficaces s'ils sont bien utilisés, par ex., les simulateurs micro-informatiques, les exercices sur maquettes et les communications simulées.

À plus long terme, le comité régissant l'accréditation du personnel du NERC (PCGC), qui est indépendant du Conseil du NERC, devrait examiner la possibilité d'ajouter aux exigences d'accréditation du personnel de l'exploitation des compétences supplémentaires dans la reconnaissance des situations d'urgence et la réaction à ces situations. L'examen d'accréditation actuel du NERC est un examen écrit portant sur le manuel d'exploitation du NERC et sur d'autres documents de référence concernant les tâches de l'opérateur, qui ne vise pas à lui seul à démontrer les compétences nécessaires au traitement de situations d'urgence.

Recommandation 7.
Évaluer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension.

L'enquête sur la panne du 14 août a révélé des pratiques incohérentes dans le nord-est de l'Ohio en ce qui touche le réglage et la coordination des limites de tension et l'alimentation insuffisante en puissance réactive. Bien que le manque d'alimentation en puissance réactive dans le nord-est de l'Ohio ne soit pas directement à l'origine de la panne, il y a contribué et il représente une dérogation significative aux normes de fiabilité existantes.

Plus particulièrement, il semble y avoir eu dérogations à la norme de planification du NERC I.D.S1, qui exige que les ressources de puissance réactive statique et dynamique satisfassent aux critères de rendement indiqués au Tableau I de la norme de planification I.A visant les réseaux de transport. La norme de planification II.B.S1 exige que chaque conseil régional de la fiabilité définisse les procédures visant la vérification des données et l'essai des équipements générateurs, y compris de la capacité de puissance réactive. La norme de planification III.C.S1 exige que toutes les génératrices synchrones raccordées aux réseaux de transport interconnectés soient opérées en mode de contrôle de tension automatique du système d'excitation, sauf approbation contraire par l'exploitant du réseau de transport. La section S2 de cette norme exige en outre que les génératrices maintiennent en sortie la tension réseau ou la puissance réactive demandée par l'exploitant du réseau de transport, dans les limites de capacité de puissance réactive des unités.

On pourrait affirmer que les conditions de tension non sécuritaires régnant le 14 août dans le nord-est de l'Ohio ont résulté de dérogations aux critères de planification du NERC visant la puissance réactive et la régulation de tension, et que ces dérogations auraient dû être détectées dans le cadre des programmes de surveillance de conformité du NERC et de l'ECAR (question abordée à la recommandation 2). En revanche, les enquêteurs croient que ces carences sont aussi symptomatiques d'une dégradation systématique des études et pratiques de fiabilité dans la région de FE et de l'ECAR, qui ont autorisé l'établissement de critères de tension non sécuritaires et leur utilisation dans les modèles d'étude et l'exploitation. On pourrait enfin affirmer qu'il y a également eu des problèmes liés au caractéristiques réactives des charges, question abordée à la recommandation 14.

Recommandation 7a : Le Comité de planification réévaluera au cours de l'année à venir l'efficacité des normes actuelles en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension, et la façon dont elles sont mises en pratique dans les dix régions du NERC. Se fondant sur cette évaluation, le comité de planification recommandera ensuite les révisions à apporter aux normes ou les améliorations de processus nécessaires pour dûment régler les problèmes de régulation et de stabilité de tension.

Recommandation 7b : D'ici au plus tard le 30 juin 2004, l'ECAR examinera ses critères et procédures visant la tension et la puissance réactive, vérifiera que ses critères et procédures sont intégralement mis en œuvre dans les études et l'exploitation de ses membres et des régions et présentera un rapport des résultats au conseil du NERC.

Recommandation 8.
Accroître la protection du réseau pour ralentir ou limiter la propagation des pannes en cascade.

On ne peut trop insister sur l'importance des systèmes de protection et de commande automatiques dans la prévention, le ralentissement ou l'atténuation des incidences d'une panne de grande envergure. Pour souligner ce point, après la coupure de la ligne Sammis-Star, à 16 h 06 HAE, la cascade de pannes s'est propagée en huit minutes dans huit états et dans deux provinces, provoquant la mise hors circuit de 531 groupes générateurs et de plus de 400 lignes de transport. La plus grande partie de la série d'événements a eu lieu, en réalité, dans les 12 dernières seconde de la cascade. La situation avait été semblable le 2 juillet 1996, quand la panne n'a mis que 30 secondes à se propager et le 10 août 1996, où elle a mis 5 minutes. Il n'est pas réaliste de s'attendre à ce que les opérateurs puissent être constamment en mesure d'analyser une panne massive, complexe et qu'ils prennent les mesures correctives appropriées en quelques minutes. Les enquêteurs du NERC croient que deux mesures auraient été cruciales pour ralentir, voire stopper, la cascade non maîtrisée le 14 août :

- Meilleure utilisation des relais d'impédance de zone 3 sur les lignes de transport haute tension
- Utilisation sélective du délestage en sous-tension.

Tout d'abord, la plupart des coupures de lignes qui ont suivi la mise hors circuit de la ligne Sammis-Star, pendant la phase de la cascade, ont été provoquées par le déclenchement d'un relais de zone 3 à la suite de la lecture d'une surcharge (combinaison d'une intensité élevée et d'une tension basse) dans la ligne protégée. Les relais de zone 3 doivent normalement servir de relais de secours de zone étendue pour les relais des zones 1 et 2 et ne devraient pas être activés par une surcharge de la ligne. Toutefois, dans des conditions extrêmes de basse tension et d'importantes oscillations de puissance comme celles qui ont été observées le 14 août, l'utilisation des relais de la zone 3 peut avoir pour effet de propager inutilement la panne dans une plus grande région en entraînant la « fragmentation » du réseau. Un grand nombre des relais de zone 3 qui ont fonctionné durant la cascade de pannes du 14 août n'étaient pas réglés pour une marge de dépassement appropriée des valeurs thermiques nominales d'urgence. Pour les courtes périodes en jeu, la surchauffe n'était pas inquiétante et les lignes n'auraient pas dû être mises hors circuit pour surcharge. Les dispositifs de protection du réseau de transport devraient plutôt être réglés pour réagir aux conditions particulières inquiétantes, telles qu'une défaillance ou une rupture de synchronisme, et ne devraient pas compromettre la capacité physique inhérente du réseau de ralentir ou de stopper une cascade d'événements.

Recommandation 8a : D'ici le 30 septembre 2004, tous les propriétaires de lignes de transport évalueront les réglages des relais de zone 3 pour toutes les lignes à 230 kV et plus et veilleront à ce que chaque relais soit réglé pour ne pas se déclencher en condition de surcharge dans les situations d'extrême urgence[6]. Dans chaque cas où un relais de zone 3 est réglé de manière à se déclencher en cas de surcharge dans des conditions extrêmes, l'opérateur réinitialisera, mettra à niveau ou remplacera le relais ou en atténuera autrement la portée dès que possible et sur une base prioritaire, mais au plus tard le 31 décembre 2005. Lorsqu'ils auront terminé l'analyse des réglages de leurs relais de zone 3, les propriétaires de lignes de transport pourront, d'ici le 31 décembre 2004, justifier au NERC tout écart avec les paramètres recommandés. Le comité de planification s'assurera que ces exceptions n'augmentent pas le risque d'aggraver une panne en cascade dans le réseau.

Un autre élément clé touchant la protection du réseau est que la présence d'un dispositif de délestage automatique en sous-tension dans la zone Cleveland-Akron, le 14 août, aurait très probablement permis de restreindre la panne à cette zone.

Recommandation 8b : Chaque conseil régional de la fiabilité évaluera la faisabilité et les avantages de mettre en place des dispositifs de délestage en sous-tension dans les grands centres de consommation de la région qui pourraient devenir instables par suite d'un déficit de puissance réactive après plusieurs incidents probables. Les régions devront réaliser l'évaluation et faire rapport au NERC en moins d'une année. Il est demandé aux régions de favoriser la mise en place dans leurs zones des dispositifs de délestage en sous-tension dont l'étude aura démontré l'efficacité pour prévenir des pannes en cascade incontrôlées dans le réseau.

L'enquête du NERC sur la panne du 14 août 2003 a montré que d'autres éléments de protection du transport et de la production devaient faire l'objet d'une analyse plus poussée. Il est aussi possible que les dispositifs de protection des génératrices prennent en compte la gamme complète des conditions extrêmes pouvant affecter le réseau, comme les basses tensions et les fréquences faibles et élevées notées le 14 août, ce qui peut causer problème. L'équipe a aussi indiqué que des améliorations peuvent être nécessaires dans le délestage en sous-tension et dans la coordination de cette activité avec les dispositifs de protection et de commande de sous-fréquences et de sur-fréquences des génératrices.

Recommandation 8c : Le comité de planification évaluera la norme de planification III portant sur la protection et la commande des réseaux et proposera, en moins d'une année, des modifications aux critères afin de permettre de ralentir ou de limiter la propagation des pannes en cascade. Le Conseil demande au comité de planification d'évaluer les leçons tirées de la panne du 14 août 2003 en ce qui a trait à la conception et à l'utilisation des relais de protection, et de formuler des recommandations supplémentaires afin d'améliorer le réseau.

---

[6] L'équipe d'enquête du NERC recommande que les relais de zone 3 qui sont utilisés ne se déclenchent pas à une valeur égale ou inférieur à 150 % de l'intensité nominale d'urgence d'une ligne, en ampères, en supposant une tension de 0,85 par unité et un angle de phase de 30 degrés pour la ligne.

Recommandation 9.
Préciser les fonctions, les responsabilités, les compétences et les pouvoirs du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle.

Les politiques d'exploitation du NERC laissent planer des ambiguïtés qui font que certaines entités touchées par la panne du 14 août ont pu interpréter différemment les fonctions, responsabilités, compétences et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle. Les caractéristiques et les ressources nécessaires à une reconnaissance rapide des urgences et à une réaction efficace aux urgences du réseau doivent être précisées.

Recommandation 9 : Le comité de l'exploitation devra réaliser ce qui suit au plus tard le 30 juin 2004 :

- **Évaluer et revoir les politiques et les procédures d'exploitation pour assurer une définition complète et sans ambiguïté des fonctions, des responsabilités et des pouvoirs du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle.**
- **Évaluer et améliorer les outils et les procédures de communication de l'exploitant et du coordonnateur de la fiabilité pendant les urgences.**
- **Évaluer et améliorer les outils et les procédures pour l'échange en temps opportun de renseignements sur la panne entre les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.**

L'absence de renseignements exacts sur la panne, obtenus en temps opportun, a réduit le rendement de l'estimateur d'état et la fiabilité des fonctions d'évaluation le 14 août. Il faut revoir les modes de communication des renseignements sur une panne dans l'optique des délais de l'exploitation (p. ex., au plus 15 minutes) afin que les données sur une panne soient exactes et communiquées rapidement à l'appui des outils d'exploitation en temps réel, comme les estimateurs d'état, l'analyse des événements en temps réel et d'autres outils de contrôle du réseau.

Le 14 août 2003, les communications du coordonnateur de la fiabilité et de la zone de contrôle portant sur la situation dans le nord-est de l'Ohio étaient inefficaces et parfois confuses. Elles ont limité la capacité d'être au fait de la situation de sorte que des mesures efficaces n'ont pu être prises pour prévenir les pannes en cascade. L'application uniforme de protocoles de communication efficaces, surtout pendant les urgences, est essentielle à la fiabilité. Il faudrait trouver d'autres moyens que la communication téléphonique de personne à personne pendant les urgences afin que tous les intéressés obtiennent à temps des renseignements exacts tout en réduisant au minimum le nombre d'appels téléphoniques.

Les politiques d'exploitation du NERC ne précisent pas suffisamment les installations essentielles et recèlent des ambiguïtés quant aux installations devant être surveillées par les coordonnateurs de la fiabilité. Elles ne définissent pas non plus de façon satisfaisante les critères de déclaration des urgences dans les réseaux de transport. Les politiques d'exploitation doivent clairement indiquer que la réduction des opérations d'échange au moyen de la procédure d'allégement de la charge de transport du NERC n'est pas destinée à servir de méthode de rétablissement du réseau pour le faire passer d'un état de dérogation à une limite de sécurité de fonctionnement réelle à l'état de fonctionnement sûr.

Recommandation 10.
Adopter des lignes directrices pour les outils d'exploitation en temps réel.

La panne du 14 août a été causée par une connaissance insuffisante de la situation qui découlait d'un manque d'outils et de ressources de fiabilité d'urgence. En outre, la défaillance des ordinateurs de contrôle et du système d'alarme de FE a directement contribué à la méconnaissance de la situation et il en est de même pour les outils insuffisants de MISO et le mauvais fonctionnement de son estimateur d'état.

Recommandation 10 : Le comité d'exploitation évaluera, en moins d'une année, les outils d'exploitation en temps réel nécessaires à la fiabilité de l'exploitation et de la coordination, y compris les ressources de secours. Le comité fera rapport des ressources minimales acceptables pour les fonctions de fiabilité essentielles et présentera un guide des meilleures pratiques.

Cette évaluation devrait prendre en compte les éléments suivants :

- Exigences relatives à la modélisation, notamment taille et fidélité du modèle, modélisation de la puissance réelle et réactive, analyses de sensibilité, analyses de précision, validation, mesures, observabilité, procédures de mise à jour et procédures pour l'échange rapide des données de modélisation.
- Exigences relatives à l'estimation d'état, notamment intervalles d'exécution, surveillance d'installations externes, qualité de solution, détection d'erreur de topologie et d'erreur de mesure, taux de défaillance et temps entre défaillances, présentation des résultats de solution y compris alarmes, et procédures de dépannage.
- Exigences relatives à l'analyse des événements en temps réel, notamment définition des incidents, intervalles d'exécution, surveillance d'installations

externes, qualité de solution, mesures automatiques après incident, taux de défaillance et temps moyen/maximum entre défaillances, consignation des résultats, présentation des résultats de solution et alarmes et procédures de dépannage comprenant procédures d'enquête sur les incidents insolubles.

Recommandation 11.
Évaluer les leçons tirées pendant le rétablissement du réseau.

Les mesures prises pour rétablir le réseau et le service à la clientèle après la panne ont été très efficaces compte tenu de l'ampleur de la charge perdue et du nombre de génératrices et de lignes de transport mises hors circuit. Heureusement, le rétablissement a été facilité par la possibilité d'amorcer le réseau à partir des réseaux voisins. En dépit du succès apparent du rétablissement, il importe d'évaluer les résultats de façon plus détaillée pour apporter des améliorations au besoin. Des plans pour le départ à zéro et le rétablissement sont souvent élaborés à partir d'études de conditions simulées. Il est difficile de réaliser des essais robustes sur un réseau électrifié en raison du risque de perturber le réseau ou de couper l'alimentation des clients. La panne du 14 août fournit l'occasion précieuse de tirer parti d'événements réels et de l'expérience acquise pour mieux se préparer au départ à zéro et au rétablissement de réseau dans l'avenir. Il faut saisir cette occasion, malgré le succès relatif de la phase de rétablissement après la panne.

Recommandation 11a : De concert avec le comité d'exploitation, le NPCC, l'ECAR et PJM et dans l'année à venir, le comité de planification évaluera le démarrage à partir de zéro et le rétablissement du réseau après la panne du 14 août et présentera un rapport au conseil du NERC, contenant les résultats de l'évaluation et des recommandations d'amélioration.

Recommandation 11b : Dans les six mois suivant la présentation du rapport du comité d'exploitation au conseil du NERC, tous les conseils régionaux de fiabilité réévalueront leurs procédures et leurs plans d'action afin d'assurer une capacité de démarrage à partir de zéro et de rétablissement du réseau efficace dans leur région.

Recommandation 12.
Au besoin, mettre en place des dispositifs supplémentaires d'enregistrement synchronisés.

Une leçon précieuse à retenir de la panne du 14 août est l'importance de disposer d'enregistreurs de données réseau synchronisés. Les enquêteurs du NERC ont peiné sur des milliers d'éléments de données pour établir la chronologie des événements, tout comme s'il s'agissait d'assembler les petites pièces d'un immense casse-tête. Ce processus aurait été considérablement facilité et accéléré s'il y avait eu un nombre suffisant de dispositifs d'enregistrement de données synchronisés.

Norme de planification du NERC I.F – La surveillance des perturbations nécessite la présence d'enregistreurs pour l'analyse des dérangements. Souvent, les enregistreurs sont là, mais ils ne sont pas synchronisés sur un étalon de temps. Tous les enregistreurs de défaillances numériques, enregistreurs d'événements numériques et enregistreurs de perturbations de réseau de transport devraient fournir un timbre horodateur au point d'observation et recevoir un signal de synchronisation GPS précis. Les appareils d'enregistrement et de synchronisation doivent être surveillés et étalonnés pour en assurer la précision et la fiabilité.

Les dispositifs synchronisés tels que les unités de mesure de phase peuvent aussi être utiles pour la surveillance d'une vue étendue des conditions du réseau électrique en temps réel, comme l'a démontré le WECC avec son système de surveillance de réseau étendu (WAMS).

Recommandation 12a : Sous la coordination du comité de planification du NERC, les régions de fiabilité définiront des critères régionaux, dans l'année à venir, pour l'installation de dispositifs d'enregistrement synchronisés dans les centrales et les sous-stations. Il est demandé aux régions de faciliter l'installation de dispositifs en nombre, de type et aux emplacements appropriés dans la région, dès que la chose est réalisable, afin d'obtenir un enregistrement exact des perturbations du réseau et de faciliter l'étalonnage d'études de simulation fondé sur des perturbations réelles.

Recommandation 12b : Les propriétaires d'installations doivent mettre à niveau les enregistreurs dynamiques existants de manière à y intégrer la synchronisation de temps GPS et installer d'autres enregistreurs dynamiques au besoin, conformément aux critères régionaux.

Recommandation 13.
Réévaluer les critères de conception, de planification et d'exploitation du réseau.

Le rapport d'enquête signale que FE a commencé la journée du 14 août sans disposer des ressources suffisantes pour maintenir les limites d'exploitation si un ensemble d'incidents probables se produisait, tel que la perte de l'unité East Lake 5 et de la ligne Harding-

Chamberlin. Le NERC fera un examen des pratiques et des critères de planification de l'exploitation afin que les pratiques prévues soient suffisantes et comprises. Il y aura réexamen des critères d'exploitation de base, comme le critère N-1 et la limite de 30 minutes pour préparer le réseau au prochain incident, et le tableau 1 – catégorie C.3 des normes de planification du NERC. Des critères de planification de l'exploitation et d'exploitation seront définis afin que le réseau soit toujours dans un état connu et fiable et que des contrôles efficaces, manuels ou automatiques soient en place et puissent toujours être utilisés pour remettre l'Interconnexion en un état sûr. Une planification quotidienne de l'exploitation et une planification subséquente en temps réel permettront de préciser les réserves du réseau disponibles pour le respect des critères d'exploitation.

Recommandation 13a : Le comité d'exploitation évaluera les critères de planification d'exploitation et d'exploitation et recommandera des modifications dans un rapport au conseil, dans l'année à venir.

Les études antérieures conduites dans la région de l'ECAR n'ont pas défini adéquatement les conditions observées le 14 août. Les critères d'incidents graves ne convenaient pas pour la résolution des événements du 14 août qui ont entraîné la cascade non maîtrisée. Aussi, il a été découvert que le réseau du nord-est de l'Ohio était en déficit de puissance réactive par rapport à ses charges et pour répondre au critère d'importation. Des cas ont aussi été mentionnés dans le réseau FE et dans la zone ECAR où des valeurs nominales différentes ont été utilisées pour les mêmes installations par les planificateurs et par les opérateurs et d'une entité à une autre, ce qui rend suspects les modèles utilisés pour la planification et l'exploitation du réseau. Le NERC et les conseils régionaux de fiabilité doivent prendre les mesures nécessaires pour garantir que les valeurs nominales définies pour les installations sont calculées au moyen de critères uniformes et qu'elles sont effectivement partagées et étudiées par les diverses entités et par les planificateurs et les opérateurs.

Recommandation 13b : L'ECAR réévaluera ses procédures et pratiques de planification et d'études, d'ici au plus tard le 30 juin 2004, afin de s'assurer de leur conformité aux normes du NERC, au document n° 1 de l'ECAR et aux autres critères applicables, et que les études de l'ECAR et de ses membres sont mises en œuvre suivant les besoins.

Recommandation 13c : De concert avec les conseils régionaux de fiabilité, le comité de planification réévaluera, dans les deux ans qui viennent, les critères, méthodes et pratiques utilisés dans la conception, la planification et l'analyse des réseaux et présentera le rapport des résultats et ses recommandations au conseil du NERC. Cet examen comprendra une évaluation des méthodes et pratiques de calcul des installations de transport et portera sur le partage de renseignements uniformes sur les valeurs nominales.

Les conseils régionaux de fiabilité peuvent songer à créer une base de données régionale regroupant les caractéristiques nominales des lignes de transport, des transformateurs, des régulateurs d'angle de phase et des déphaseurs de l'ensemble du réseau de production-transport d'électricité (tension de 100 kV et plus). Cette base de données devrait être partagée avec les régions voisines au besoin, aux fins de planification et d'analyse.

Le NERC et les régions de fiabilité examineront la portée, la fréquence et la coordination des études interrégionales afin d'y ajouter, selon les besoins, des études des transferts simultanés fondées sur les tendances des transactions. Les critères d'étude seront examinés, particulièrement les critères d'incidents probables maximums servant à l'analyse du réseau. Chaque zone de contrôle sera tenue de préciser les ressources externes prévues en cas d'urgence pour chaque importante zone de charge.

Recommandation 14.
Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.

Les modèles élaborés après les événements du 14 août pour en simuler les conditions indiquent que les hypothèses de modélisation dynamique utilisées dans les modèles de planification et d'exploitation, y compris les facteurs de puissance de génératrice et de charge, étaient inexactes. Il convient de noter particulièrement que les hypothèses de facteur de puissance de charge étaient excessivement optimistes (les charges ont absorbé beaucoup plus de puissance réactive que ne l'indiquaient les modèles antérieurs au 14 août). Un autre problème soupçonné est la modélisation des condensateurs shunts dans les conditions de tension basse. Les conseils régionaux de fiabilité doivent créer des modèles de réseau de transport régionaux qui permettent le partage de données validées uniformes entre les entités de la région. Les simulations de transit de puissance et de stabilité transitoire doivent être comparées (analyse comparative) à intervalles réguliers avec les événements de réseau réels afin de valider les données des modèles. Il faut adopter des programmes fiables de vérification des charges et des génératrices (y compris du facteur de puissance de charge) pour améliorer la concordance entre

les transits de puissance et les simulations dynamiques, d'une part, et le rendement réel du réseau, d'autre part.

Recommandation 14 : Les conseils régionaux de fiabilité créeront et commenceront à mettre en œuvre dans l'année à venir des critères et des procédures visant la validation des données utilisées dans les modèles et les simulations dynamiques de propagation de courant, en faisant une analyse comparative entre les données des modèles et le rendement réel du système. Les données de modélisation validées seront échangées entre les régions au besoin, aux fins de planification et d'exploitation du réseau.

Au cours de la phase de collecte des données de l'enquête sur la panne, les zones de contrôle ont souvent refusé de fournir des renseignements concernant la production d'électricité marchande dans leur zone. La raison fréquemment invoquée était que la zone de contrôle ignorait l'état ou la sortie de la génératrice à un moment particulier dans le temps. Une autre raison fournie était la sensibilité commerciale ou la confidentialité de ces données.

Annexe E
Liste de sigles d'électricité

AEP	American Electric Power
BPA	Bonneville Power Administration
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
DOE	Département de l'Énergie (États-Unis)
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EIA	Energy Information Administration (DOE)
EIR	Exploitant indépendant de réseau
EMS	Système de gestion de puissance "Energy management system"
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ERO	Organisme responsable de la fiabilité du réseau électrique "Electric reliability organization"
FE	FirstEnergy
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GW, GWh	gigawatt, gigawattheure
IEEE	Institut des ingénieurs électriques et électroniques
ISAC	Information Sharing and Analysis Center
kV, kvar	kilovolt, kilovar (kilovoltampère réactif)
kw, kWh	kilowatt, kilowattheure
MAAC	Mid-Atlantic Area Council
MAIN	Mid-America Interconnected Network
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MECS	Michigan Electrical Coordinated Systems
MISO	Midwest Independent System Operator
MVA, Mvar	mégavoltampère, mégavar
MW, MWh	mégawatt, mégawattheure
NERC	North American Electric Reliability Council
NESC	National Electricity Safety Code
NPCC	Northeast Power Coordination Council
NRC	Nuclear Regulatory Commission (États-Unis)
OASIS	Open Access Same Time Information Service

OETD	Office of Electric Transmission and Distribution (DOE)
PÉI	Producteur d'énergie indépendant
PIP	Producteur indépendant de puissance
PJM	PJM Interconnection
PUC	Public Utility Commission (États-Unis)
RNCan	Ressources naturelles Canada
RRC	Conseil de fiabilité régional "Regional Reliability Coordinator"
RTO	Organisme de transport d'électricité régional
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SERC	Southeast Electric Reliability Council
SPP	Southwest Power Pool
TVA	Tennessee Valley Authority (États-Unis)
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Annexe F

Glossaire des termes d'électricité

Adéquation : Aptitude du réseau électrique à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant le réseau. **(adequacy)**

Affaissement de tension : Baisse de la tension d'un réseau de transport provoquée par la faiblesse du soutien réactif. Cette baisse peut entraîner une panne de certains éléments de réseau et se traduire éventuellement par une interruption du service à la clientèle. **(voltage collapse, decay)**

Allégement de la charge de transport (ACT) : Méthode utilisée pour gérer les congestions dans un réseau de transport d'électricité. **(Transmission Loading Relief – TLR)**

Angle de phase/puissance : Relation angulaire entre une tension de courant alternatif (sinusoïdal) dans un circuit et le courant alternatif (sinusoïdal) qui le traverse. La puissance réelle qui peut passer dépend de cet angle. **(power/phase angle)**

Anomalie : Une anomalie signifie habituellement un court-circuit, mais le terme s'entend de façon plus générale de tout état anormal du réseau. Il s'agit d'événements aléatoires, généralement attribuables à la nature. **(fault)**

Batterie de condensateurs : Un condensateur est un appareil électrique qui fournit de la puissance réactive au réseau et qui est souvent utilisé pour compenser une charge réactive et aider à maintenir la tension du réseau. Une batterie est un regroupement de condensateurs installés au même endroit. **(capacitor bank)**

Batterie de condensateurs shunt : Les condensateurs shunt sont des condensateurs installés à la jonction d'un réseau électrique et d'une mise à la terre. Ils ont pour fonction d'alimenter un réseau électrique en puissance réactive (mesurée en kilovars) au point de jonction. Une batterie de condensateurs shunt est un ensemble de ce type de condensateurs. **(shunt capacitor bank)**

Capacité de départ à zéro : Aptitude d'une génératrice ou d'une centrale électrique à passer d'un état d'arrêt complet à un état de marche avec production de puissance sans l'aide du réseau de production-transport d'électricité. **(blackstart capability)**

Capacité de transit : Capacité nominale de transport d'énergie en continu, exprimée en mégawatts (MW) ou en mégavoltampères (MVA), d'une installation de production, de transport ou d'autres appareillages électriques. **(capacity)**

Charge (électrique) : Quantité de puissance électrique livrée ou requise à un point donné d'un réseau. Le besoin d'énergie trouve son origine dans l'appel de puissance du matériel électrique des consommateurs. Voir « Demande ». **(load (electric))**

Circuit : Conducteur ou ensemble de conducteurs dans lesquels le courant électrique circule. **(circuit)**

Commande automatique de la production (CAP) : La commande automatique de la production (CAP) est un système de calcul qui se fonde sur la fréquence mesurée du réseau et la répartition économique de la production. Les installations de production gérées par la CAP réagissent automatiquement et en temps réel aux commandes provenant d'un ordinateur du SGE (Energy Management System, EMS) pour rajuster leur puissance de sortie en réponse à une modification de la fréquence du réseau, du chargement des lignes de jonction ou d'un rapport déterminé entre ces deux valeurs. Cette puissance de sortie est réglée de manière à maintenir une fréquence cible (généralement 60 hertz) dans le réseau et à autoriser les échanges planifiés de courant avec d'autres réseaux. **(Automatic Generation Control – AGC)**

Compagnie d'électricité ou service public d'électricité : Personne, organisation, administration ou toute autre entité ou personne morale qui possède ou exploite des installations pour la production, le transport, la distribution ou la vente d'énergie électrique destinée surtout à l'usage du public et qui est définie comme un service public en vertu des lois et règlements qui la régissent. Un service public d'électricité peut être détenu par un investisseur privé, une coopérative ou une administration gouvernementale (agence fédérale, société de la couronne, État, gouvernement provincial ou municipal, circonscription, etc.). **(electric utility)**

Conseil de fiabilité régional : Chacun des dix conseils pour la fiabilité du réseau électrique qui forment le conseil nord-américain de fiabilité de l'approvisionnement en électricité, le NERC. **(regional reliability council)**

Contournement : Arc au plasma provoqué par divers phénomènes – notamment la foudre – et qui court-circuite un réseau électrique. **(flashover)**

Coordonnateur de la fiabilité : Personne ou organisation responsable de la sûreté et de la fiabilité du réseau de transport interconnecté dans un territoire donné, en conformité avec les normes de fiabilité du NERC, les critères régionaux et les pratiques locales. Cette entité facilite l'échange de données et de renseignements sur l'état des zones de contrôle qui relèvent d'elle et leurs interconnexions, et coordonne les procédures d'exploitation d'urgence reposant sur une terminologie, des normes et des critères communs. **(reliability coordinator)**

Coordonnateur de la sécurité : Personne ou organisation chargée d'évaluer la sécurité et la coordination des mesures d'urgence dans un ensemble de zones de contrôle. **(security coordinator)**

Coordonnateur-planificateur : Personne ou organisation reconnue par l'agence EIR pour mener à bien des mandats de planification de réseau. **(scheduling coordinator)**

Correction de l'erreur de marche : Décalage apporté à la fréquence programmée de l'interconnexion pour corriger l'erreur de marche accumulée sur les horloges du réseau. **(time error correction)**

Coupure de ligne : Rupture automatique d'une ligne de transport par ouverture d'un disjoncteur, qui intervient lorsque des anomalies dans le réseau risquent d'endommager la ligne. **(line trip)**

Coupure de réseau : Résultat de l'ouverture d'un ou de plusieurs disjoncteurs d'un réseau électrique, normalement pour isoler électriquement un élément particulier de ce réseau et le protéger d'éventuels dommages provoqués par un courant de fuite ou d'autres conditions présentant des risques (voir aussi « Coupure de ligne »). **(trip)**

Courant (électrique) : Déplacement de charges électriques dans un conducteur. Se mesure en ampères. **(current, electric)**

Courant alternatif (CA) : Courant électrique dont le sens et l'intensité varient de façon périodique, suivant une loi sinusoïdale en fonction du temps. **(alternating current - AC)**

Courant continu (CC) : Courant électrique d'intensité constante et qui ne change pas de polarité avec le temps. **(direct current – DC)**

Court-circuit : Connexion accidentelle de faible résistance entre deux points d'un circuit électrique qui peut entraîner une décharge de courant nettement supérieure à la normale. **(short circuit)**

Critères d'exploitation : Ensemble de principes fondamentaux adoptés par le NERC pour garantir la fiabilité des réseaux interconnectés. **(operating criteria)**

Délestage : Action de couper volontairement (de façon manuelle ou automatique) une ou plusieurs charges de consommation déterminées d'avance dans un réseau d'alimentation électrique en réaction à une situation anormale, afin de maintenir l'intégrité du réseau et de réduire les pannes générales. **(load shedding)**

Demande : Quantité d'énergie électrique livrée aux consommateurs ou par un réseau ou une portion de réseau, exprimée en général en kilowatts ou en mégawatts, à un moment donné ou en moyenne sur une période donnée. Voir aussi « Charge ». **(demand)**

Déséquilibre offre-demande : Situation où la production d'énergie, sur place ou importée d'ailleurs, ne correspond pas à la demande. **(imbalance)**

Disjoncteur (ou coupe-circuit) : Commutateur posé à l'extrémité d'une ligne de transport et qui peut ouvrir ou fermer un circuit en réponse à une commande, généralement en provenance d'un relais. **(circuit breaker)**

Distribution : En électricité, fonction de livraison de l'énergie électrique aux utilisateurs finals au moyen de lignes de transport à basse tension. **(distribution)**

Écart de contrôle sectoriel (ECS) : S'exprime en mégawatts (MW). Une valeur négative indique un déficit de la production d'électricité par rapport à la charge du réseau et aux importations d'électricité, tandis qu'une valeur positive indique un excès de production. **(Area Control Error – ACE)**

Écart ou erreur de fréquence : Déviation par rapport à la fréquence prévue. Plus précisément, la différence entre la fréquence réelle du réseau et la fréquence prévue. **(frequency derivation or error)**

Élément : Dispositif électrique quelconque doté de bornes pouvant être connectées à un autre dispositif électrique tel qu'une génératrice, un transformateur, un circuit, un disjoncteur ou une section d'omnibus. **(element)**

Enclave : Partie d'un ou de plusieurs réseaux électriques isolée du reste du ou des réseaux en raison de la déconnexion de certains équipements de transport d'énergie. **(island)**

Énergie électrique : Production ou utilisation de puissance électrique par une machine pendant un certain temps, la quantité d'énergie étant exprimée en kilowattheures (kWh), en mégawattheures (MWh) ou en gigawattheures (GWh). **(electrical energy)**

Entretien des emprises : Activités conduites par les services publics pour maintenir les dégagements électriques nécessaires le long des lignes de transport et de distribution. **(right-of-way maintenance)**

Erreur de marche : Somme des différences de temps entre le temps réseau observé dans une zone de contrôle et un temps de référence. Cette erreur provient d'un écart dans la fréquence de l'interconnexion par rapport à la norme de 60 hertz. **(time error)**

Estimateur d'état : Logiciel informatique qui prend des mesures répétitives des valeurs d'état du réseau et qui en dresse un bilan estimatif (phaseurs de tension sur barre omnibus). Ce système permet de confirmer le bon fonctionnement du réseau en simulant son état en cours et à l'étape suivante de son évolution, compte tenu de sa topologie et de sa charge. Avec l'aide de ce système et du logiciel connexe d'analyse des incidents, l'opérateur peut examiner chaque incident critique et déterminer si le réseau se maintiendra dans les limites de fiabilité prescrites aux étapes suivantes de son fonctionnement. **(State Estimator)**

État de préparation : Mesure dans laquelle une entité organisationnelle est prête à répondre aux exigences fonctionnelles fixées par le NERC ou par son conseil régional pour les entités de ce type ou de cette classe. **(readiness)**

Excursions de fréquence : Variations constantes de la fréquence par rapport à sa valeur nominale ou de stabilité. **(frequency swings)**

Exploitant indépendant de réseau (EIR) : Organisation responsable de l'exploitation efficace du réseau maillé sous son autorité et de la mise à disposition de ses installations de transport de manière libre et non discriminatoire à tous les intervenants actifs sur le marché visé. Un EIR est généralement du type non lucratif et peut conseiller d'autres services publics opérant sur son territoire en matière de maintien en état et d'expansion des réseaux, mais il n'exerce pas lui-même ces fonctions. **(Independant System Operator)**

Exploitants régionaux de lignes de transport (ERT) : Organisation qui n'a aucun intérêt dans la production ou la commercialisation de l'électricité et dont les seules responsabilités concernent l'exploitation du réseau maillé de transport d'électricité, la fiabilité à court terme du réseau et les services de transport d'énergie dans des zones recouvrant plusieurs États. Pour atteindre ces objectifs, les ERT gèrent les installations de transport de plusieurs entreprises de manière à constituer une seule grande zone de desserte d'un seul tenant. **(Regional Transmission Operator – RTO)**

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) : Agence indépendante relevant du département américain de l'Énergie et qui a notamment pour mandat de régulariser le transport et la vente en vrac d'électricité entre les États.

Fiabilité du réseau : Mesure de l'aptitude d'un réseau électrique à assurer une livraison ininterrompue de courant à la tension et à la fréquence prescrites. **(system reliability)**

Fiabilité : Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport d'électricité fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. La fréquence, la durée et l'importance des problèmes d'approvisionnement déterminent la fiabilité d'un réseau. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : son adéquation et sa sécurité. **(reliability)**

Fréquence : Nombre d'alternances ou de cycles complets par seconde d'un courant alternatif. On la mesure en hertz. La fréquence normalisée au Canada et aux États-Unis est de 60 hertz. D'autres régions du monde fonctionnent à 50 hertz. **(frequency)**

Génératrice : S'entend généralement d'un appareil électromécanique convertissant en énergie électrique une autre forme d'énergie. **(generator)**

Guides d'exploitation : Pratiques courantes proposées aux zones de contrôle ou aux réseaux fonctionnant dans le cadre d'une zone de contrôle. Leur application varie d'une zone à l'autre en fonction des conditions locales et des besoins particuliers des réseaux. **(planning guides)**

Guides de planification : Bonnes pratiques et points de planification que les régions, les sous-régions, les groupes d'échange et chaque réseau souhaiteraient suivre. L'application des guides de planification est facultative et peut varier suivant les conditions locales et les besoins du réseau considéré. **(operating guides)**

Impédance d'onde en charge : Quantité maximale de puissance réelle qui peut transiter par une ligne de transport électrique sans que cette ligne n'exige l'application de puissance réactive (en vars) pour supporter le débit. **(surge impedance loading)**

Impédance : Ensemble des caractéristiques d'un circuit qui s'opposent à l'écoulement du courant alternatif et qui comprennent l'inductance, la capacitance et la résistance. On la mesure en ohms. **(impedance)**

Incident unique ou isolé : Défaillance soudaine et inattendue ou panne d'une installation ou d'un élément de réseau (génératrice, ligne de transport, transformateur, etc.) ou d'un ensemble de ceux-ci. Les événements entraînant le déclenchement d'un plan de mesures correctrices avec mise hors circuit d'éléments de réseau constituent des incidents uniques ou isolés. **(single contingency)**

Incident ou impondérable : Défaillance ou panne inattendue d'un élément de réseau : génératrice, ligne de transport, disjoncteur, commutateur, etc. Un incident peut aussi impliquer plusieurs éléments touchés par diverses circonstances qui provoquent leur défaillance simultanée. **(contingency)**

Indisponibilité fortuite : Le fait pour une génératrice, une ligne de transport ou un autre élément de réseau d'être retiré du service pour un motif urgent ou à cause d'une panne imprévue. **(forced outage)**

Infrastructure de protection de réseau : L'infrastructure de protection d'un réseau électrique comprend les disjoncteurs, les appareils de mesure du flux électrique (par exemple, les capteurs de courant et de tension) et les relais. Les relais sont conçus pour protéger un élément précis d'une installation. Le principe de base de la protection des réseaux électriques est que tout élément qui risque d'être endommagé par une anomalie durable doit être mis hors service automatiquement. **(grid protection scheme)**

Interconnexion : Lorsque le mot est écrit avec une majuscule, désigne l'un des cinq grands réseaux électriques d'Amérique du Nord, soit les réseaux Eastern, Western, ERCOT (Texas), Québec et Alaska. Lorsque le terme commence par une minuscule, s'entend des installations qui lient deux réseaux ou deux zones de contrôle. Une interconnexion peut aussi désigner les installations qui lient la centrale d'un producteur autre qu'un service public à une zone de contrôle ou à un réseau. **(Interconnection - interconnection)**

Interface : Ensemble d'éléments de transport d'énergie entre deux zones ou de deux régions comprenant un ou plusieurs réseaux électriques. **(interface)**

Interruptabilité : Droit que détient un fournisseur de ligne de transport d'interrompre intégralement ou partiellement le service de transport en raison de contraintes qui réduisent la capacité du réseau de transport de fournir ce service. Le service de transport ne peut être interrompu qu'en situation d'urgence ou dans le cas où la fiabilité du réseau serait menacée. **(curtailability)**

ISAC : Centre d'analyse et de communication des renseignements conçu par le secteur privé et servant de mécanisme de cueillette, d'analyse, de dépouillement et de diffusion des renseignements du secteur privé. Ces centres pourraient aussi recueillir, analyser et diffuser de l'information en provenance des gouvernements et destinée au secteur privé. Les ISAC (Information Sharing and Analysis Center) doivent aussi communiquer l'information importante sur les vulnérabilités, menaces, intrusions et anomalies, sans toutefois interférer avec les échanges d'information directs entre les entreprises et les gouvernements.

Kilovar (kvar) : Unité de mesure de la puissance réactive égale à 1 000 vars. **(kilovar - kVAr)**

Kilovolt (kV) : Unité de mesure du potentiel électrique égale à 1 000 volts. **(kilovolt - kV)**

Kilovoltampère (kVA) : Unité de puissance apparente égale à 1 000 voltampères. La puissance apparente s'oppose à la puissance active. Dans un réseau de courant alternatif, la tension et le courant ne sont pas en phase si on transporte de la puissance réactive. **(kilovolt ampere – kVA)**

Kilowattheure (kWh) : Unité d'énergie égale à 1 000 wattheures, ou un kilowatt d'énergie consommée pendant une heure. C'est l'unité utilisée pour mesurer la consommation des clients reliés au réseau électrique et les facturer. Le prix du kilowatt varie approximativement de 4 à 15 cents. À un taux d'efficacité de la conversion égal à 100 %, un kilowattheure équivaut à environ 4 onces liquides d'essence, 3/16 de livre de gaz de pétrole liquéfié, 3 pieds cubes de gaz naturel et 1/4 de livre de charbon. **(kilowatt-hour – kWh)**

Ligne de démarcation : Frontière entre des organisations voisines du secteur de l'électricité. Les différences dans les exigences réglementaires ou les pratiques opérationnelles peuvent entraîner des « problèmes de ligne de démarcation ». **(seams)**

Ligne de jonction : Liaison physique (ligne de transport d'énergie, transformateur, commutateur, etc.) insérée entre deux réseaux électriques et permettant le transfert d'énergie électrique dans un sens ou dans les deux sens. **(tie line)**

Ligne de répartition : Catégorie de ligne classée selon sa tension ou sa fonction et qui véhicule des tensions comprises entre 69 et 115 kV. **(subtransmission)**

Limites de sécurité : Les limites de sécurité sont des valeurs (par exemple, un niveau de tension ou un débit de puissance) à l'intérieur desquelles un réseau doit être exploité pour rester fiable et sûr. **(operating safety limits)**

Limite de stabilité : Désigne la puissance maximale qui peut transiter à certains points du réseau sans compromettre la stabilité de l'ensemble ou la partie du réseau visée par la limite de stabilité. **(stability limit)**

Limites de sûreté (de fonctionnement) : Valeur d'un paramètre de fonctionnement du réseau (p. ex. transit de puissance totale passant dans une interface) qui satisfait au critère prescrit le plus limitatif visant l'exploitation pré et post-incident imprévu, calculé en fonction de la capacité de charge de l'équipement, de la stabilité admissible et des conditions de tension. Il s'agit de la limite de fonctionnement à respecter pour faire en sorte que le système de transport demeure fiable même en cas des pires imprévus. **(operating security limit)**

Limite thermique : Débit de puissance que peut supporter un élément de réseau sans être endommagé par la chaleur. La chaleur est provoquée par les pertes électriques, lesquelles sont proportionnelles au carré du débit de la puissance réelle. Plus précisément, la limite thermique impose un plafond à la somme des carrés des puissances réelles et réactives. **(thermal limit)**

Limites de tension : Limites au-dessus ou au-dessous desquelles il n'est pas souhaitable d'exploiter une installation. Les limites normales se situent entre 95 et 105 % de la tension nominale de la barre omnibus en cause. **(voltage limits)**

Limites de tension normale : : Plage des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés pouvant être maintenues sur une base continue. **(normal voltage limits)**

Limites de tension en situation d'urgence : Gamme des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés qui sont admissibles pendant le temps que prendront les rajustements de réseau requis après la panne d'une installation ou la perturbation du réseau. **(emergency voltage limits)**

Limite de transfert : Quantité maximale de puissance qui peut être transportée de manière fiable d'une zone à une autre sur toutes les lignes ou trajets reliant ces deux zones, dans des conditions données d'exploitation. **(transfer limit)**

Marge de transport utilisable : Différence entre le débit de puissance maximum qu'une ligne de transport peut véhiculer et le débit réel de cette même ligne. **(transmission margin)**

Mégawattheure (MWh) : Un million de wattheures. **(megawatt-hour – MWh)**

Mesurage : Utilisation de dispositifs qui mesurent et enregistrent la quantité et le sens de circulation des grandeurs d'énergie électrique dans le temps. **(metering)**

Méthodes d'exploitation normale (avant incident) : Méthodes auxquelles l'opérateur d'un réseau a normalement recours pour réduire les risques de surcharge ou d'autres défaillances de ses installations en prévision d'un éventuel incident. **(normal (precontingency) operating procedures)**

Méthodes d'exploitation post-incident : Méthodes utilisés par l'opérateur du réseau permettant d'atténuer les problèmes de fonctionnement survenant après un incident. **(post-contingency operating procedures)**

Méthodes d'exploitation : Ensemble de politiques, pratiques et réglages qui peuvent être automatiquement ou manuellement mis en œuvre dans un délai donné pour maintenir l'intégrité opérationnelle des réseaux interconnectés. **(operating procedures)**

Mise à la terre : Connexion entre un appareil ou un circuit électrique et la terre. La mise à la terre peut être intentionnelle (c'est le cas d'une mise à la terre de sécurité) ou accidentelle (elle peut alors entraîner de graves surintensités de courant). **(ground)**

NERC Inter-regional Security Network (ISN) : Réseau de communication permettant l'échange de paramètres d'exploitation de réseaux électriques en temps réel ou presque entre les opérateurs responsables de la conduite des réseaux électriques. Ce moyen de communication met à la disposition des coordonnateurs de la fiabilité et des opérateurs un ensemble de données et d'informations précises en temps utile. L'ISN, qui opère dans le réseau à relais de trame NERCnet, est un intranet privé qui autorise la mise en œuvre d'autres applications entre les participants.

Normes d'exploitation : Prescriptions mesurables visant une zone de contrôle ou les réseaux fonctionnant dans le cadre d'une zone de contrôle. Une norme peut ainsi préciser les modalités de surveillance et d'enquête à mettre en oeuvre dans le réseau. **(operating standards)**

North American Electric Reliability Council (NERC) : Conseil nord-américain pour la fiabilité de l'approvisionnement en électricité — organisation sans but lucratif mise sur pied par les services publics d'électricité en 1968 pour améliorer la fiabilité de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord. Le

NERC comprend neuf conseils de la fiabilité régionaux et un conseil affilié dont les membres fournissent la quasi-totalité de l'électricité utilisée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de Baja California Norte au Mexique. Les membres de ces conseils viennent de tous les horizons du monde de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord : investisseurs individuels, organismes fédéraux, coopératives rurales, services d'électricité municipaux ou d'État, sociétés d'utilité publique provinciales, producteurs indépendants et revendeurs d'énergie. Les entités composant le NERC sont les suivantes : East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Mid–Atlantic Area Council (MAAC), Mid–America Interconnected Network (MAIN), Mid–Continent Area Power Pool (MAPP), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Southeastern Electric Reliability Council (SERC), Southwest Power Pool (SPP), Western Systems Coordinating Council (WSCC) et Alaskan Systems Coordination Council (ASCC, conseil affilié).

OASIS : Service d'information à accès libre réalisé par l'Electric Power Research Institute. Le système OASIS (Open Access Same Time Information System) est conçu pour faciliter le libre accès des utilisateurs aux données sur les services de transport et sur la disponibilité de transit et comprenant des fonctions transactionnelles.

Omnibus : Abréviation de l'expression barre omnibus, qui désigne un nœud quelconque implanté dans un réseau électrique et auquel sont liés une ou plusieurs sources de production et différents circuits de distribution. **(bus)**

Opérateur de réseau : Technicien d'un centre de commande chargé de surveiller le bon fonctionnement du réseau et d'en assurer la gestion en temps réel. **(System Operator)**

Opérateur de transport : Personne détenant une attestation délivrée par le NERC et qui est responsable de la surveillance et de l'évaluation des conditions de fiabilité locales, qui gère les installations de transport et qui exécute les ordres de commutation qui lui viennent de l'organisme responsable de la fiabilité du réseau. **(Transmission Operator)**

Opérateur de zone de contrôle : Personne ou organisation responsable du contrôle de la production d'énergie de façon à respecter un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle et à contribuer à la régulation de la fréquence électrique dans l'interconnexion. Une zone de contrôle est en fait un réseau électrique dont les différentes parties sont liées par un système de mesure et de télémétrie. **(Control Area Operator)**

Opérations en temps réel : Opérations instantanées d'un réseau électrique par opposition aux opérations simulées. **(real time operations)**

Panne ou interruption : Période pendant laquelle une génératrice, une ligne de transport ou toute autre installation d'un réseau électrique est hors service. **(outage)**

Pannes en cascade : Pertes incontrôlées et successives d'éléments de réseau provoquées par un incident localisé. Les pannes en cascade provoquent des interruptions de service généralisées, dont il est impossible d'empêcher la progression de proche en proche au-delà d'une zone prédéterminée par des études appropriées. **(cascading)**

Participant : Tout intervenant qui participe au marché de l'énergie en vendant ou en achetant des droits de transport, de l'énergie et des services connexes à destination ou en provenance d'un réseau maillé ETR ou à travers ce dernier. **(market participant)**

Perturbation : Événement imprévu qui plonge le réseau dans état de fonctionnement anormal. **(disturbance)**

Politiques d'exploitation : Principes qui sous-tendent l'exploitation des réseaux interconnectés. Ces principes comprennent des critères, des normes, des besoins, des guides et des directives et s'appliquent à toutes les zones de contrôle. **(operating policies)**

Politiques de planification : Cadre destiné à assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité interconnectés et définissant les responsabilités en matière d'élaboration des principes et guides de planification du NERC, des critères ou guides de planification régionale et des processus de résolution des problèmes du NERC et de conformité à ces principes, guides, critères et processus. Les procédures, principes et guides de planification du NERC sont fondés sur les politiques de planification. **(planning policies)**

Poste de manœuvre : Équipement de réseau qui abrite des commutateurs liant deux circuits électriques ou plus. Ces commutateurs sont disposés de façon sélective pour qu'il soit possible de déconnecter un circuit ou de modifier les connexions électriques entre les circuits individuels. **(switching station)**

Poste : Point d'un réseau électrique qui contient un ou plusieurs éléments de réseau interconnectés. Une centrale électrique ou une sous-station sont deux exemples de poste. **(station)**

Principes de planification : Caractéristiques fonda-

mentales des réseaux de production-transport d'électricité interconnectés et éléments nécessaires à la planification. **(planning principles)**

Procédures de planification : Explication de la façon dont le comité d'études technique du NERC (Engineering Committee), ses sous-groupes et les conseils régionaux abordent et mettent en œuvre les politiques de planification pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité. **(planning procedures)**

Production d'électricité : Processus consistant à produire de l'énergie électrique à partir d'autres formes d'énergie. Ce peut être aussi la quantité d'énergie électrique produite, généralement exprimée en kilowattheures (kWh) ou en mégawattheures (MWh). **(generation (electricity))**

Programme (de transaction) : Accord indiquant la grandeur convenue de la transaction (mégawatts), la date de début et de fin, l'heure de début et de fin et le débit de sortie de centrale, ainsi que le type requis pour la livraison et la réception de puissance et d'énergie entre les parties contractantes et la ou les zones de contrôle participant à la transaction. **(schedule)**

Propriétaire de ligne de transport (PLT) ou fournisseur de ligne de transport : Tout service public qui possède, exploite ou contrôle des installations de transport de l'énergie électrique. **(Transmission Owner – TO, Transmission Provider)**

Puissance active : Aussi appelée « puissance réelle ». Taux d'exécution du travail ou de transfert de l'énergie, généralement exprimé en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW). On utilise souvent l'expression « puissance active » ou « puissance réelle » plutôt que « puissance » seule pour la distinguer de la « puissance réactive ». **(real power)**

Puissance apparente : Produit du courant par la tension et par un facteur dépendant du nombre des phases. La puissance apparente englobe les puissances réactive et réelle et est généralement exprimée en kilovoltampères (kVA) ou mégavoltampères (MVA). **(apparent power)**

Puissance réactive : Partie du courant électrique qui crée et maintient les champs magnétiques et électriques du matériel véhiculant un courant alternatif. Il faut fournir de la puissance réactive à la plupart des équipements magnétiques, comme les moteurs et les transformateurs. Cette puissance doit aussi venir compenser les pertes réactives des installations de transport. La puissance réactive est fournie par les génératrices, les condensateurs synchrones et divers dispositifs électrostatiques, comme les condensateurs. Elle influence directement la tension du réseau électrique. Elle s'exprime généralement en kilovars (kvar) ou en mégavars (Mvar). Le produit mathématique de la tension et du courant est absorbé par les charges réactives. Les condensateurs et les inducteurs sont deux exemples d'appareils engendrant une charge réactive. Lorsque ces appareils sont connectés à une source de tension alternative, ils consomment du courant, mais comme ce courant est déphasé de 90 degrés par rapport à la tension appliquée, ils ne consomment pas de puissance réelle au sens propre du terme. **(reactive power)**

Puissance réelle : Voir « Puissance active ». **(real power)**

Puissance : Voir « Puissance active ». **(power)**

Réduction de tension : Procédure visant à abaisser volontairement la tension qui s'exerce sur une barre omnibus. On l'utilise souvent pour alléger la demande en abaissant la tension du courant livré aux clients. **(voltage reduction)**

Réglage des relais : On utilise divers paramètres pour déterminer à quel moment le relais de protection déclenchera un disjoncteur ou un équipement de commande connexe. **(relay setting)**

Règlements : Règles émises par les organismes de réglementation pour appliquer les lois adoptées par les corps législatifs. **(regulations)**

Règles de fonctionnement : Règles de fonctionnement interne qui s'appliquent à l'ensemble d'une zone de contrôle ou à un réseau qui opère dans le cadre d'une zone de contrôle. **(operating requirements)**

Régulation de la fréquence : Les systèmes de régulation d'une zone de contrôle doivent pouvoir intervenir pour maintenir la fréquence prévue dans un réseau interconnecté. Le redressement peut être opéré par le régulateur de turbine de la génératrice et par la commande automatique de production. **(frequency regulation)**

Régulation de la tension : Régulation du niveau de tension d'une ligne de transport par la modulation de la puissance de sortie réactive des génératrices et l'action des transformateurs, ainsi que par les condensateurs et inducteurs de commutation insérés dans les réseaux de transport et de distribution électrique. **(voltage control)**

Relais de protection : Dispositif qui déclenche un disjoncteur ou d'autres mécanismes de protection lorsqu'il détecte certaines anomalies (comme un court-circuit) dans le réseau ou à l'intérieur d'une centrale électrique.

(protective relay)

Relais : Dispositif qui commande l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs. Les relais reçoivent des données des transformateurs locaux de courant et de tension, ainsi que des systèmes de communication raccordés à l'extrémité éloignée des lignes de transport. Au besoin, des signaux de mise hors circuit sont envoyés aux disjoncteurs. **(relay)**

Remise en charge : Processus par lequel on remet en marche les génératrices et les divers éléments du réseau de transport, de manière à rétablir la charge du réseau après une panne. **(restoration)**

Répartiteur : Le répartiteur est responsable de la conduite d'un réseau électrique intégré et assume diverses fonctions comme la détermination des puissances de sortie des centrales électriques et d'autres sources d'énergie, la conduite des lignes de transport, des postes et des installations connexes, le fonctionnement des jonctions et des commutations principales et la programmation des mouvements d'énergie. **(Dispatch Operator)**

Réseau (électrique) : Ensemble interconnecté d'installations de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, exploité par un service public d'électricité et des producteurs indépendants de puisance (PIP), ou encore par un groupe de services publics et des PIP. **(system)**

Réseau de distribution : Composante d'un réseau électrique qui assure la livraison d'énergie aux consommateurs, ou qui fonctionne à une tension inférieure à 69 kV. Le réseau de distribution, qui comprend surtout des lignes à basse tension et des transformateurs, « livre » l'électricité du réseau de production-transport d'électricité aux consommateurs. **(Distribution Network)**

Réseau de production-transport d'électricité : Expression qui désigne généralement la partie d'un réseau électrique qui comprend les installations de production d'énergie et le réseau de transport haute tension du courant. **(bulk electric system)**

Réseau de transport : Ensemble interconnecté de lignes et d'équipements connexes qui assurent le transit ou le transfert de l'énergie électrique entre une centrale de production et des postes où elle sera transformée pour être livrée aux clients ou à d'autres réseaux électriques. **(transmission)**

Réseau interconnecté : Ensemble comprenant deux réseaux électriques ou plus, qui fonctionnent normalement en synchronisme et sont liés par des lignes de jonction. **(interconnected system)**

Réseau maillé : Expression désignant un réseau de transport et/ou de distribution électrique. **(grid)**

Résistance : Aptitude d'un matériau à ralentir la circulation du courant qu'il transmet. La résistance est une caractéristique inhérente à tout conducteur électrique, y compris ceux utilisés pour le transport du courant électrique. La résistance du conducteur est à l'origine du réchauffement de celui-ci lorsqu'il est parcouru par le courant et de la perte de puissance qui en découle. **(resistance)**

SCADA : Abréviation de Supervisory Control and Data Acquisition system. Un système SCADA est un système informatique permettant à un exploitant de réseau de surveiller et de contrôler à distance les éléments de son réseau.

Sécurité : Aptitude d'un réseau à surmonter des perturbations soudaines comme des courts-circuits ou la perte inattendue de certains de ces éléments. **(security)**

Sous-station : Installation qui commute, change ou régule la tension électrique. **(substation)**

Stabilité de tension : État d'un réseau électrique dans lequel le niveau de tension est constant et contrôlable et s'inscrit dans les limites prévues. **(voltage stability)**

Stabilité dynamique : Aptitude d'un réseau électrique à maintenir ou à retrouver le synchronisme entre ses différentes parties après avoir été soumis à des perturbations d'une gravité déterminée. **(transient stability)**

Stabilité : Aptitude d'un réseau électrique à demeurer en état d'équilibre dans des conditions de fonctionnement normales et anormales, ou lors de perturbations. **(stability)**

Stockage : Transfert d'énergie d'une entité à une autre entité qui a la capacité de conserver cette énergie (c.-à-d. de la stocker comme de l'eau dans un réservoir ou du charbon dans un parc) et qu'il est prévu de la remettre au fournisseur initial à un moment où il en aura davantage besoin. **(storage)**

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) : (Voir « SCADA »)

Surcharge de ligne : État d'une ligne de transport où la capacité de charge normale ou la capacité de surcharge momentanée du conducteur électrique a été dépassée. **(transmission overload)**

Surtension : Variation transitoire de courant, de tension ou de puissance dans un circuit électrique ou un réseau électrique. **(surge)**

Synchronisation : Processus consistant à connecter deux équipements à courant alternatif après en avoir accordé la fréquence, la tension, les angles de phase, etc. (par exemple, raccorder une génératrice au réseau électrique). **(synchronization)**

Système de gestion d'énergie (SGE) : Un SGE est un système de contrôle informatisé utilisé par les répartiteurs des services publics d'électricité pour surveiller le fonctionnement en temps réel de divers éléments d'un réseau électrique et pour commander les installations de production et de transport d'électricité. **(Energy Management System – EMS)**

Système de protection spéciale : Système de protection automatique qui détecte les anomalies de fonctionnement du réseau et certaines conditions particulières et qui réagit en prenant des mesures correctives autres que le simple isolement des éléments défectueux, ou qui s'y ajoutent. **(Special Protection System)**

Tarif : Frais autorisés par unité ou niveau de consommation pour une période de temps définie et pour chacune des classes des services publics fournis à un client. **(rate)**

Tension : Force ou « pression » électrique qui pousse le courant à circuler dans un circuit. On la mesure en volts. **(voltage)**

Transaction : Vente d'énergie électrique en bloc transitant dans le réseau de transport. **(transaction)**

Transformateur : Appareil à induction électromagnétique qui augmente ou abaisse la tension circulant dans un circuit. **(transformer)**

Transport haute tension : Classement fonctionnel ou de tension qui se rapporte à la partie d'un réseau de transport dont la tension est plus élevée, plus précisément aux lignes de 115 kV et plus. **(bulk transmission)**

Urgence énergétique : État d'un réseau ou d'un groupe d'échange d'énergie qui ne dispose pas des ressources d'énergie (y compris l'eau pour les installations hydroélectriques) nécessaires pour répondre aux besoins prévus de ses clients. **(energy emergency)**

Urgence : Tout état anormal du réseau qui exige une réaction manuelle ou automatique immédiate pour éviter ou limiter la perte d'installations de transport ou de production susceptible de compromettre la fiabilité du réseau électrique. **(emergency)**

Valeur mesurée : Quantité d'électricité mesurée qui peut être captée au moyen d'un dispositif de télémétrie, d'un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) ou autre. **(metered value)**

Valeur nominale : Limites opérationnelles d'un réseau, d'une installation ou d'un élément électrique dans un ensemble de conditions définies. **(rating)**

Vanne de transport : Élément ou groupe d'éléments du réseau de transport utilisé dans la modélisation des flux de courant en rapport avec les limites de transit d'électricité et l'utilisation des services de transport d'électricité. **(flowgate)**

Verrouillage : État d'une ligne de transport d'énergie après ouverture des disjoncteurs qui la protègent, lorsque l'anomalie détectée par les relais protecteurs n'a pas été éliminée par ouverture temporaire et fermeture consécutive de la ligne, dans certains cas à plusieurs reprises. Dans cette situation, les disjoncteurs ne peuvent généralement pas être refermés sans un ré-enclenchement du dispositif de verrouillage. **(lockout)**

Wattheure (Wh) : Unité de mesure de l'énergie électrique correspondant à un watt de puissance communiqué à un circuit électrique ou reçu de ce circuit pendant une heure. **(watt-hour – Wh)**

Zone de contrôle : Zone couvrant un ou plusieurs réseaux électriques qu'on place sous un plan de conduite automatique unique afin de : (1) équilibrer en tout temps la puissance de sortie des génératrices dans la zone en question, la capacité de transit des lignes et les achats d'énergie de producteurs extérieurs, d'une part, et la charge présente dans les réseaux de la zone, d'autre part; (2) maintenir, dans le cadre d'une saine gestion d'un service public d'électricité, un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle; (3) garder la fréquence du ou des réseaux d'énergie dans des limites acceptables, dans l'optique d'une saine gestion du service d'utilité publique; et (4) assurer une capacité de production suffisante pour maintenir des réserves opérationnelles adéquates, en conformité avec une saine gestion du service d'utilité publique. **(Control Area)**

Annexe G

Lettres de transmission des trois Sous-groupes

Monsieur James W. Glotfelty
Directeur, Office du transport et
de la distribution de l'électricité
Département de l'Énergie des États-Unis
1000 Independence avenue SW
Washington, DC 20585

Madame Nawal Kamel
Conseillère spéciale auprès du sous-ministre
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth
Ottawa (ON) K1A 0E4

Monsieur Glotfelty et Madame Kamel,

Veuillez trouver ci-joint le rapport final du Sous-groupe sur l'électricité du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant.

Ce rapport présente les résultats d'une enquête approfondie et exhaustive réalisée par une équipe binationale sur les causes de la panne du 14 août 2003 et formule des recommandations pour prévenir de nouvelles pannes et en limiter l'envergure, le cas échéant. Nous croyons que la mise en œuvre systématique de ces recommandations est essentielle au maintien de la fiabilité de la production et du transport de l'énergie en Amérique du Nord.

Le rapport a été rédigé en grande partie par trois membres du Sous-groupe, à savoir David Meyer, Alison Silverstein et Tom Rusnov, qui ont bénéficié de l'appui important de nombreux membres des équipes d'enquête du Groupe de travail. Par ailleurs, d'autres membres du Sous-groupe sur l'électricité ont examiné la version préliminaire du rapport et ont suggéré des améliorations fort pertinentes. Ces derniers se joignent à nous pour vous soumettre ce rapport et ont signé sur la page qui suit.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur Glofelty et Madame Kamel, nos salutations distinguées.

David H. Meyer Conseiller principal Départementde l'Énergie des États-Unis Coprésident Sous-groupe sur l'électricité	Thomas Rusnov Conseiller principal Ressources naturelles Canada Coprésident Sous-groupe sur l'électricité	Alison Silverstein Conseillère principale en politiques auprès du président Federal Energy Regulatory Commission Coprésidente